



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

OLLI HAGQVIST

TUULIPUISTON SÄHKÖVERKKOLIITYNNÄN TEKNISTALOUDEL-
LINEN ANALYYSI

Diplomityö

Tarkastaja: professori Sami Repo
Tarkastaja ja aihe hyväksytty
Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta-
neuvoston kokouksessa 9. marras-
kuuta 2011

TIIVISTELMÄ

TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Sähkötekniikan koulutusohjelma

HAGQVIST, OLLI: Tuulipuiston sähköverkkoliittynän teknistaloudellinen analyysi

Diplomityö, 93 sivua, 7 liitesivua

Tammikuu 2012

Pääaine: Sähköverkot ja -markkinat

Tarkastaja: professori Sami Repo

Avainsanat: Tuulivoima, sähköverkkoliittymä, liittymismaksu, esitutkimus

Tuulivoimahankkeen sähköverkkoliittynän toteutettavuus tulee arvioida hankekehityksen esitutkimuksessa. Tämä toteutetaan teknistaloudellisella analyysillä, jolloin voidaan määrittellä useita tekniset reunaehdot täyttäviä vaihtoehtoja. Esitutkimuksessa määritetään lisäksi näiden vaihtoehtojen kokonaiskustannukset. Lopulta yhdistämällä analyysin tekniset ja taloudelliset tulokset voidaan määrittää toteuttamiskelpoisin verkkoliittymävaihtoehto, jonka vaikutus hankkeen kokonaistalouteen on arvioitava. Nämä selvitykset on tärkeää laatia esitutkimusvaiheessa, koska liittymäkustannukset voivat estää hankkeen kannattavan toteuttamisen.

Tässä diplomityössä analysoidaan kahdeksan tuulivoimalan verkkoliittynän teknistä toteutettavuutta pahimman mahdollisen tilanteen periaatteella. Tarkasteltavia vaihtoehtoja on kolme kappaletta, joista kahdessa tuulivoimalat liitetään niitä varten rakennettavan 20 kV:n jakeluverkon ja 110/20 kV:n sähköaseman avulla kantaverkkoon. Kolmannessa vaihtoehdossa analysoidaan 33 kV:n jakelujännitteen etuja aikaisempiin verrattuna. Teknisen tarkastelun lisäksi vaihtoehdoista määritetään 20 vuoden elinjakson aikaiset kokonaiskustannukset. Nämä muodostuvat investointi-, häviö-, siirto-, sekä keskeytyskustannuksista. Korkeamman jakelujännitteen edut ovat kiistattomat pienentyvien häviökustannusten vuoksi. Tarkasteltu jännitetaso ei kuitenkaan ole käytössä Suomen jakeluverkoissa, mistä syystä komponenttien saatavuus on huono verrattuna 20 kV:n komponentteihin. Tämä sekä erityistason kasvu voivat nostaa 33 kV:n järjestelmän hintoja merkittävästi verrattuna 20 kV:n komponentteihin.

Tuulivoimalat tulee omistamaan tuulivoimaan sijoittava pääomarahasto, jonka on perustanut Taaleritehtaan Pääomarahastot Oy. Tästä syystä liittymäjohtoon on tarkoitus tulla paikallisen jakeluverkkoyhtiön omistukseen, jolloin 20 kV:n järjestelmä integroidaan paremmin osaksi jakeluverkkoyhtiön omaisuutta. Tutkimuksen lopputuloksena 20 kV:n jännitetasoa pidetään toteuttamiskelpoisempana. Mikäli 33 kV:n jännitetaso palvelisi useampaa kuin yhtä liittynyttä, olisi se mielenkiintoinen vaihtoehto, jolloin tulisi kysymykseen järjestelmän todellisen hintatason selvittäminen.

Tutkimuksen lopuksi analysoidaan liittymäkustannusten vaikutusta hankkeen kannattavuuteen ja selvitetään optimaalinen liitettävän tuotannon määrä tämän perusteella. Tutkimus osoittaa, että vuodeksi 2012 ehdotettu kantaverkon liittymismaksu voi tulla heikentämään erityisesti hankkeiden kannattavuutta, jos näiden on liitettävä kantaverkkoon. Tästä syystä optimaalinen tuotantoteho analyysin perusteella on noin 24 MW.

ABSTRACT

TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Master's Degree Programme in Electrical Engineering

HAGQVIST, OLLI: The technical and economic analysis of the grid connection of a wind farm

Master of Science Thesis, 93 pages, 7 Appendix pages

January 2012

Major: Power systems and market

Examiner: Professor Sami Repo

Keywords: Wind power, grid connection, connection costs, feasibility study

The feasibility of the grid connection of a wind farm must be studied at the early stage of the project development. The feasibility study includes both technical and economic aspects. There might be several solutions for the grid connection, which fill up technical rules. Because of this it is important to determine overall costs for each solution. When the results of the technical and economic studies are combined, the most feasible solution can be found. After this has been done it must be studied, what it is the effect of the grid connection costs to the profitability of the project. It is possible that grid connection costs are so notable, that the project doesn't fill up the profitability demand.

This thesis contains a feasibility study for the grid connection of eight wind turbines. There are three possible solutions that have been studied. Two of them include new 20 kV distribution networks, which are built for the turbines. The distribution network will be connected to a new 110/20 kV substation. The substation will be connected to 110 kV transmission network. At the third solution medium voltage level is determined to 33 kV. Possible voltage rise issues have been studied with power flow calculations. Economic matters are defined as overall costs, which include costs from investment, losses, interruptions and electricity transmission. From the results it can be studied that advantages of 33 kV systems are significant because of the smaller losses. 33 kV voltage level is not used in Finnish distribution networks. For this reason availability of 33 kV components is limited when compared to 20 kV systems. This and better insulation levels can rise up the price level of 33 kV components too high.

Wind turbines will be owned by a private equity fund, which is a part of Taaleritehdas Private Equity Funds Ltd. This is why the grid connection lines are meant to be owned by a DSO. 20 kV systems can be integrated into the DSOs earlier network assets and for this reason it is considered the most feasible solution. If 33 kV network was made for several customers, it would be an interesting option. At this point, the accurate price level must be found out.

The effect of the grid connection costs to the profitability of the project has been investigated. Optimal overall production power is determined from the results of these calculations. The profitability calculations show that the suggested connection fee for the year 2012 weakens the profitability of wind farm projects if they need to be connected to the transmission network. This is reason why the optimal production power for the studied project is approximately 24 MW.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Taaleritehtaan Pääomarahastot Oy:lle. Haluan kiittää DI Taamir Fareedia mielenkiintoisesta diplomityöaiheesta ja työni ohjauksesta sekä opastuksesta tuulivoimahankkeiden kehittämiseksi. Lisäksi tahdon kiittää professori Sami Repoa Tampereen teknillisestä yliopistolta työni tarkastamisesta.

Suurimman kiitoksen haluan antaa koko opiskelijaurani aikaisesta tuesta ja avusta avopuolisolleni Annikalle. Hänen lisäksi kiitos kuuluu myös perheelleni ja läheisilleni, jotka ovat olleet mukana auttamassa minua opintojeni varrella.

Jyväskylässä 19.1.2012

Olli Hagqvist

SISÄLLYS

1	Johdanto	1
2	Tuulivoima	3
2.1	Tuulen energiasisältö	5
2.2	Tuulivoima energiantuotantomuotona	6
2.3	Tuuliturbiinityypit	9
2.4	Tuulivoimaloiden rakenne	10
3	Tuulivoimahankkeen kehittäminen	12
3.1	Luonto- ja ympäristöarvot sekä rakennettu ympäristö	13
3.2	Sähköverkkoliittynän toteutettavuus	14
3.3	Maanrakennustyöt	15
4	Tuulivoimahankkeen talous	16
4.1	Tuulivoiman tuotot	17
4.2	Tuulivoiman kustannukset	20
4.2.1	Kiinteät kustannukset	21
4.2.2	Muuttuvat kustannukset	23
4.3	Investointilaskelmat	25
4.3.1	Annuiteettimenetelmä	26
4.3.2	Nykyarvomenetelmä	26
4.3.3	Sisäisen korkokannan menetelmä	26
4.3.4	Herkkyysanalyysi	27
5	Tuulivoiman verkostovaikutukset ja liittymisehdot	28
5.1	Tuulivoiman liittäminen reunaehdot ja vaikutukset jakeluverkossa	29
5.1.1	Tuulivoiman vaikutus sähkön laatuun jakeluverkossa	29
5.1.2	Tuulivoiman vaikutus jakeluverkon suojaukseen	31
5.1.3	Kantaverkosta otto ja tuulivoiman vaikutukset häviöenergiaan	32
5.2	Tuulivoimatuotannon liittäminen kantaverkkoon	32
5.3	Tuulivoimaloiden järjestelmätekniset vaatimukset ja liittymisehdot	33
5.3.1	Referenssipisteen määrittely	34
5.3.2	Mitoitusjännite ja -taajuus	34
5.3.3	Lähivikavaatimukset	35
5.3.4	Loistehokapasiteetti	36
5.3.5	Loisteho- ja jännitesäätö	37
5.3.6	Sähköntuotannon verkkopalvelu- ja liittymisehdot	37
6	Tuulivoima sähkövoimajärjestelmän kehittämisessä	39
6.1	Tuulivoima sähkönjakeluverkon pitkän tähtäimen suunnittelussa	40
6.2	Sähkön siirrosta aiheutuvan häviöenergian määrittäminen	42
6.3	Tuulivoiman sähköverkkoon liittäminen suunnitteluperiaatteet	44
6.3.1	Pahimman mahdollisen tilanteen periaate	44
6.3.2	Tilastollinen periaate	46

6.3.3	Joustavan liittymistehon periaate	47
6.4	Passiiviset menetelmät keskijänniteverkon siirtokyvyn lisäämiseksi	48
6.5	Aktiiviset menetelmät keskijänniteverkon siirtokyvyn lisäämiseksi	50
6.6	Voimajärjestelmän maastosuunnittelu ja ympäristövaikutukset.....	51
7	Liittymismaksun määrittäminen.....	52
7.1	Kustannusten kohdistaminen	52
7.1.1	Matalat kustannukset (Shallow costs).....	53
7.1.2	Syvät kustannukset (Deep costs).....	54
7.1.3	Hyvin matalat kustannukset (Super-shallow costs)	55
7.1.4	Matalien ja syvien kustannusten yhdistelmä.....	55
7.1.5	Todelliset kustannukset.....	55
7.2	Verkkokustannusten kohdistamisen problematiikka.....	56
7.3	Liittymismaksut Suomessa.....	56
7.3.1	Kantaverkko 1.1.2008 - 31.12.2011	57
7.3.2	Kantaverkko 1.1.2012 alkaen.....	58
7.3.3	Jakeluverkko	60
7.3.4	Kapasiteettivarausmaksun määrittäminen.....	60
8	Esimerkkitarkastelu.....	62
8.1	Sähköverkkoliittynän tekninen toteutettavuus	63
8.2	Vaihtoehto 1	64
8.3	Vaihtoehto 2	69
8.4	Vaihtoehto 3	72
8.5	Verkkoliittynävaihtoehtojen kustannusvertailu	76
8.6	Sähköverkkoratkaisun vaikutus hankkeen kannattavuuteen	80
9	Johtopäätökset ja yhteenveto.....	85
	Lähteet.....	89
	Liite 1	94
	Liite 2	96
	Liite 3	100

TERMIT JA NIIDEN MÄÄRITELMÄT

A	Pinta-ala
a_j	Keskeytystehon haitta-arvo
b_j	Keskeytysenergian haitta-arvo
$\cos\varphi$	Tehokerroin
E	Energia
f	Häviökerroin
f_i	Vuotuinen vikojen lukumäärä
i	Korkokanta
I	Kuormitusvirta
K_h	Häviökustannusten nykyarvo
$K_{häv}$	Häviökustannus
K_I	Johdinten investointikustannus
k_i	Tuotantoyksikön käynnistysvirran tai hetkellisen virran suhde nimellisvirtaan
K_{inv}	Investointikustannus
K_j	Keskeytyskustannus
K_{kesk}	Keskeytyskustannus
K_{kun}	Kunnossapitokustannukset
L	Pituus
m	Massa
n	Pitoaika
P	Teho
P_h	Kolmivaiheinen virtalämpöhäviöteho
P_{hk}	Pätötehon keskiarvo
P_{hmax}	Pätötehon huippuarvo
P_n	Generaattorin nimellispätöteho
Q_n	Generaattorin nimellisloisteho
R	Vaihejohtimen resistanssi
R_k	Verkon oikosulkuresistanssi
S_k	Verkon oikosulkuteho
S_n	Generaattorin nimellisteho
T	Häviöiden huipunkäyttöaika
t	Aika
t_h	Häviökerroin
t_j	Keskimääräinen keskeytysaika
U	Liittymispisteen pääjännite
v	Nopeus
V	Tilavuus
W_h	Häviöenergia

X_k	Verkon oikosulkureaktanssi
ΔP_j	Keskeytysteho
ΔU	Jännitteenmuutos
ρ	Ilman tiheys
EMV	Energiamarkkinavirasto
KJ	Keskijännite
LCC	Life cycle costing
p.u	suhteellisarvo
PCC	Point of common coupling
PJ	Pienjännite
SJ	Suurjännite
TLE11	Tuotannon liittymisehdot
TVPE 11	Tuotannon verkkopalveluehdot
VJV2007	Voimaloiden järjestelmätekniset vaatimukset

1 JOHDANTO

Tuulivoimahankkeen kehittäminen on interaktiivinen prosessi, joka vaatii tiivistä yhteistyötä useiden eri sidosryhmien välillä. Tuulivoimahankkeen esiselvitysvaiheessa hankekehittäjän on arvioitava tuulivoimahankkeen toteutettavuus tuuliolosuhteiden, ympäristön, maankäytön sekä sähköverkkoliittynän näkökulmasta. Näistä aihepiireistä laadittavien erillisselvitysten perusteella arvioidaan, täyttääkö tuulivoimahanke ympäristölliset, tekniset sekä taloudelliset reunaehdot. Tämän lisäksi oleellinen osa tuulivoimahankkeen kehittämistä on tuulivoimaloiden lupamenettelyn lävitse vieminen yhteistyössä kunnallisten rakennus- ja kaavoitusviranomaisten kanssa.

Tuulivoima on sähköenergiantuotantomuotona hyvin pääomavaltainen. Sähköenergian tuotannon aloittamiseksi tarvitaan suuret investoinnit, joiden jälkeen käytön aikaiset muuttuvat kustannukset ovat hyvin pienet, koska hyödynnettävä polttoaine on ilmaista. Alussa vaadittavista investointikustannuksista suurin osa muodostuu turbiinista. Tämän lisäksi investointikustannuksia muodostuu verkkoliittynän rakentamisesta, puiston sisäisestä sähköistyksestä, perustusten valamisesta sekä maanrakennustöistä, kuten teiden ja nostoalueiden rakentamisesta. Turbiinikustannuksen jälkeen tuulivoimahankkeen investointikustannusten suurin yksittäinen osakokonaisuus muodostuu sähköverkkoliittynästä.

Sähköverkkoliittynän toteuttamiseksi voi olla useita erilaisia vaihtoehtoja, jotka täyttävät teknisten reunaehtojen vaatimukset. Sähköverkkoliittyntöjen teknisiä reunaehdoja ja toteutettavuutta on tutkittu paljon Tampereen teknillisellä yliopistolla 2000-luvulla. Tuloksia on julkaistu muun muassa lähteissä Repo et al. 2005a ja Repo et al. 2005b.

Toteuttamiskelpoisimman verkkoliittyntävaihtoehdon valitsemiseksi tulee teknisen tarkastelun lisäksi laatia arvio vaihtoehtojen kokonaiskustannuksista. Sähköverkkoliittynän kokonaiskustannukset riippuvat siitä, liittykö hanke julkiseen sähköjakelu-, alue- vai kantaverkkoon. Tämä johtuu sovellettavista liittymismaksukäytännöistä, jotka riippuvat liittyttävän verkon lisäksi myös hankkeen kokonaistehosta. Liittymismaksun osana voidaan veloittaa välittömien verkon laajentamisesta aiheutuvien rakentamiskustannusten lisäksi erillismaksu, jolla liittyjä varaa liittymistehoa vastaavan siirtokapasiteetin sekä osallistuu liittymispisteen takaisen sähköverkon kustannusten kattamiseen.

Toteuttamiskelpoisimman verkkoliittyntävaihtoehdon liittymiskustannukset liitetään osaksi hankkeen taloudellista esitutkimusta. Esitutkimuksessa laaditaan arvio siitä, mikä tulee olemaan hankkeen elinjakson aikaisten tuottojen ja kustannusten perusteella määritettävä kannattavuus. Mikäli hanke täyttää sille asetettavat kannattavuustavoitteet, voidaan tehdä päätös investoimisesta.

Tämä diplomityö koostuu kirjallisuusosuudesta sekä tutkimusosiosta. Kirjallisuusosuuden luvussa kaksi käsitellään tuulivoiman ominaisuudet energiantuotantomuotona. Luvussa kolme ja neljä selvitetään, mitä tuulivoimahankkeen kehityksessä tulee ottaa huomioon ja mistä tekijöistä tuulivoimahankkeen tuotanto sekä kustannukset todellisuudessa muodostuvat. Tämän jälkeen luvuissa viisi ja kuusi perehdytään teknisiin reunaehtoihin, jotka tuulivoimaloiden tulee täyttää. Lisäksi luvuissa käsitellään menetelmiä tuulivoimatuotannon huomioimiseksi osana sähköverkon suunnittelua ja kehittämistä. Luvussa seitsemän perehdytään liittymismaksun muodostamisen periaatteisiin sekä määritetään, mitä menetelmiä liittymismaksuun Suomessa sovelletaan.

Työn varsinaisessa tutkimusosuudessa luvussa kahdeksan määritetään optimaalinen verkkoliittynän toteutus esimerkissä käsiteltäville kahdeksalle tuulivoimalaitokselle. Tutkimuksessa analysoidaan jännitetasen hallinnalle asetettavien teknisten reunaehtojen täytyminen pahimman mahdollisen tilanteen periaatteella. Teknisen tarkastelun lisäksi tutkimuksessa laaditaan arviot verkkoliittyntöjen kokonaiskustannuksista, jonka jälkeen tehdään arvio toteuttamiskelpoisimmasta vaihtoehdosta. Lopuksi arvioidaan tuulivoimahankkeen kannattavuutta sekä sähköverkkoliittynän vaikutusta tähän. Tarkastelussa määritetään myös hankkeen kokonaistehon avulla saatavien skaalaetujen vaikutus hankkeen taloudelliseen toteutettavuuteen. Tämän avulla pyritään lopulta vastaamaan siihen, mikä tulisi olemaan optimaalinen hankkeen kokonaisteho, jotta hankkeen taloudellinen toteutettavuus olisi paras mahdollinen. Luvussa yhdeksän käsitellään lopulta teknistaloudellisen analyysin johtopäätökset ja yhteenveto.

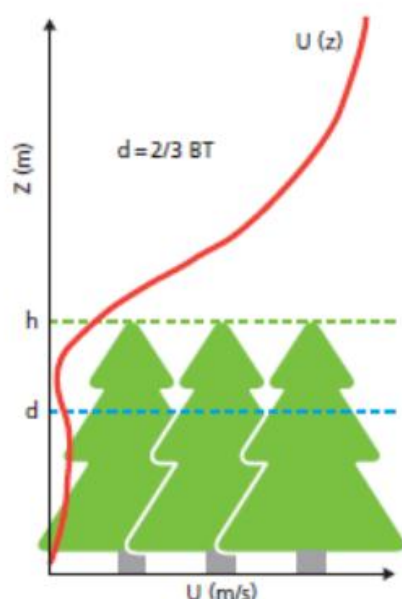
.

2 TUULIVOIMA

Tuulen muodostumiseen vaikuttavat tekijät ovat auringon säteily, maapallon pyöriminen ja ilman liike maapallon pyörimisliikkeen suhteen. Auringon säteily on voimakainta pinta-alaa kohden, kun aurinko paistaa suoraan maanpinnan yläpuolelta. Tämä aiheuttaa sen, että päiväntasaajalla ilma lämpenee eniten, mikä saa aikaiseksi korkeapaineen muodostumisen. (Vaughn 2009.) Maapallon napojen ja päiväntasaajan välille syntyvä painegradientti aiheuttaa ilman virtauksen korkeapaineesta kohti matalapainetta. Näin ollen lämmin ilma nousee ylös ja virtaa kohti napoja kunnes se putoaa takaisin maan pinnalle napojen läheisyydessä. Maapallon pyöriminen akselinsa ympäri aiheuttaa sen, että ilman liike muuttaa suuntaansa. Maapallon pyöriessä akselinsa ympäri pohjoisella pallonpuoliskolla oleva tarkkailija havaitsee ilmavirtauksen kaartuvan oikealle ja puolestaan eteläisellä pallonpuoliskolla oleva tarkkailija havaitsee ilmavirtauksen kaartuvan vasemmalle, koska maapallo pyörii itään päin. (Korpela 2011.) Tällöin ilmavirtaukseen vaikuttaa Coriolis-voima, joka saa aikaiseksi maailmanlaajuisen pyörimiskuvion. Tämän ilmiön seurauksena syntyvät myös pasaatituulet (Bossanyi 2001).

Maapallon pinnan rosoisuuden vuoksi maailmanlaajuinen yhtenäinen ilmavirtaus häiriintyy ja muuttuu paikallisiksi mantereiden alueella tapahtuviksi muutoksiksi. Näin syntyvät ilmiöt vuorovaikuttavat keskenään hyvin monimutkaisella ja epälineaarisella tavalla. Nämä vuorovaikutukset ovat puolestaan päivittäisten sääennusteiden pohjana. (Bossanyi 2001.)

Paikalliset tuulet muodostuvat myös paine-erojen sekä maastonmuotojen vaikutuksesta (Vaughn 2009). Mentäessä ylöspäin maapallon ilmakehässä tuulta hidastava kitkavoima pienenee, jolloin vuoristoissa ja korkeissa maaston kohdissa tuulen nopeus kasvaa. Mentäessä ilmakehässä riittävän ylös tulee vastaan kerros, jonka yläpuolella kitkavoimalla ei ole enää vaikutusta tuuleen. Tätä kerrosta kutsutaankin rajakerrokseksi. (Bossanyi 2001.) Lisäksi tuulen nopeuteen vaikuttavat maaston peitteisyys, kuten metsät sekä ilman terminen tasapainotila (Tuuliatlas 2009). Tuulen nopeuden käyttäytymistä metsäisessä maastossa on havainnollistettu kuvassa 2.1.



Kuva 2.1. Metsän vaikutus tuulen nopeuteen. (Tuuliatlas 2009).

Laaksoissa paikalliset tuuliolot voivat olla myös hyvät tuulen tunneleituessa laaksoissa. Rannikkoalueiden tuulisuus perustuu meren ja maanpinnan välille muodostuviin lämpötilaeroihin. Päivän aikana auringonpaiste saa maan lämpenemään vettä enemmän. Tämä saa aikaiseksi ilmavirtauksen mereltä maalle, kun lämmin mannerilma kohoaa ylös ja mereltä virtaa viileää ilmaa tämän tilalle. Yöaikaan ilmiö on päinvastainen, koska maa viilenee vettä enemmän. Tällöin ilmavirtaus vaihtaa suuntaa ja viileä ilma virtaa mantereelta merelle. (Bossanyi 2001.) Suomessa rannikkoalueet ovat puustoltaan monessa tapauksessa yhtä metsäisiä kuin sisämaa, jolloin alueiden rosoisuudet ovat myös lähellä toisiaan.

Suomen tuuliolosuhteisiin vaikuttavat suurelta osin sijaintimme maapallolla sekä Atlantilta saapuvat matalapaineet reitteineen. Tuulisimmat ja parhaimmat olosuhteet sähköenergian tuottamiseksi voimaloiden korkeudella ovat talvikuukausien aikana. Huonoimmat olosuhteet ovat puolestaan kesällä. (Tuuliatlas 2009.)

Talvikuukausien hyvien tuotanto-olosuhteiden taustalla vaikuttaa inversioilmiö. Inversiokerroksella tarkoitetaan sulkukerrosta, joka estää alimpana aivan maanpinnalla olevan kylmän ilmassan sekoittumisen ja leviämisen ylöspäin. Tästä seuraa, että maanpinnalla on hyvin tyyntä, koska ilmakehän pystysuuntainen liike lakkaa, mikä voi myös huonontaa maanpinnan ilmanlaatua merkittävästi. Tällöin ajoneuvojen pakokaasut eivät pääse laimenemaan tuulen ollessa hyvin heikko sekä pyörteisyyden hidasta. (Ilmatieteenlaitos 2011.) Kuitenkin mentäessä ylöspäin ilmakehän kerroksissa ilman lämpötila kasvaa ja inversiokerros pakottaa ylemmissä kerroksissa esimerkiksi tunturin ylitse kulkevan ilman pienempään tilavuuteen. Se saa aikaiseksi puolestaan virtaavan ilman nopeuden kasvamisen. (Tuuliatlas 2009.) Siitä syystä tuulivoimalle voikin olla otolliset tuotanto-olosuhteet voimaloiden napakorkeuksissa, vaikka maanpinnalla olisi tyyntä.

Talviaikaan ilman tiheys kasvaa lämpötilan laskiessa, mikä vaikuttaa siihen, että talvella tuulivoimalla saadaan tuotettua enemmän sähköenergiaa talviolosuhteissa.

Suomen tuuliolosuhteet ovat kuvattuna vuonna 2009 julkaistussa Tuuliatlaksessa. Tuuliatlaksen avulla voidaan tarkastella alueellisia mahdollisuuksia sähköenergian tuottamiseksi tuulen avulla. Atlaksessa on kuvattuna koko Suomi 2,5 km x 2,5 km kokoisten neliöiden avulla. Kultakin neliöltä on saatavissa tuuliolosuhdetiedot 50 metristä aina 400 metriin saakka. Tuuliatlaksessa on rannikkoalueiden sekä potentiaalisten sisämaakohteiden tuulisuus kuvattu tarkemmin käyttäen 250 m x 250 m hilakokoa. Näistä hiloista tuulitiedot ovat saatavilla 50 m ja 100 m korkeuksista. Tuuliatlas toimiikin tärkeänä apuvälineenä tuulivoimahankkeiden suunnittelussa, kaavoituksessa kuin myös aluesuunnittelussa. (Tuuliatlas 2009.) Tuuliatlaksen tietojen perusteella voidaan tehdä päätös kohteista, joissa tuulta mitataan tarkemmin. Tuulimittaukset hankealueella ovat välttämättömät kannattavuuslaskelmien varmistamista, turbiinien mitoittamista ja laitevalmistajan takuita sekä vieraan pääoman saamista varten.

2.1 Tuulen energiasisältö

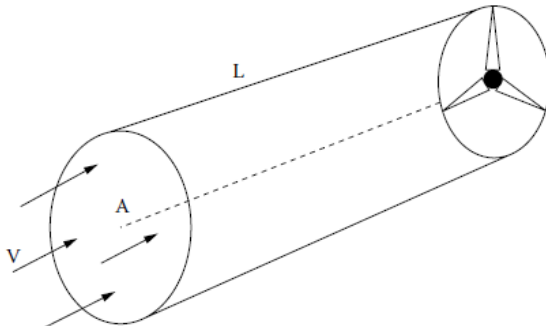
Ilman liikkeessa sen molekyyleillä on liike-energiaa. Näin ollen teho määritellään tietyssä ajassa tarkasteltavan pinta-alan lävitse liikkuvien ilmamolekyylien määrän avulla. Dynamiikan peruslain mukaisesti liike-energia (E) määritellään nopeuden (v) ja massan (m) avulla. Energia on yleisesti puolestaan tehon aikaintegraali. Näin ollen voidaan kirjoittaa teho lausekkeen (2.1) mukaisesti. (Vaughn 2009.)

$$P = \frac{E}{t} = \frac{\frac{1}{2}mv^2}{t} \quad (2.1)$$

Ilmamolekyylien massa voidaan määrittellä tiheyden (ρ) ja tilavuuden (V) tulona yhtälön (2.2) avulla.

$$m = \rho V = \rho AL, \quad (2.2)$$

jossa A on kuvassa 2.2 esitetyn lieriön päädyn pinta-ala sekä L on lieriön pituus.



Kuva 2.2. Tuulen virtaus pinta-alan A ja pituuden L määrittelemän sylinterin lävitse (Vaughn 2009).

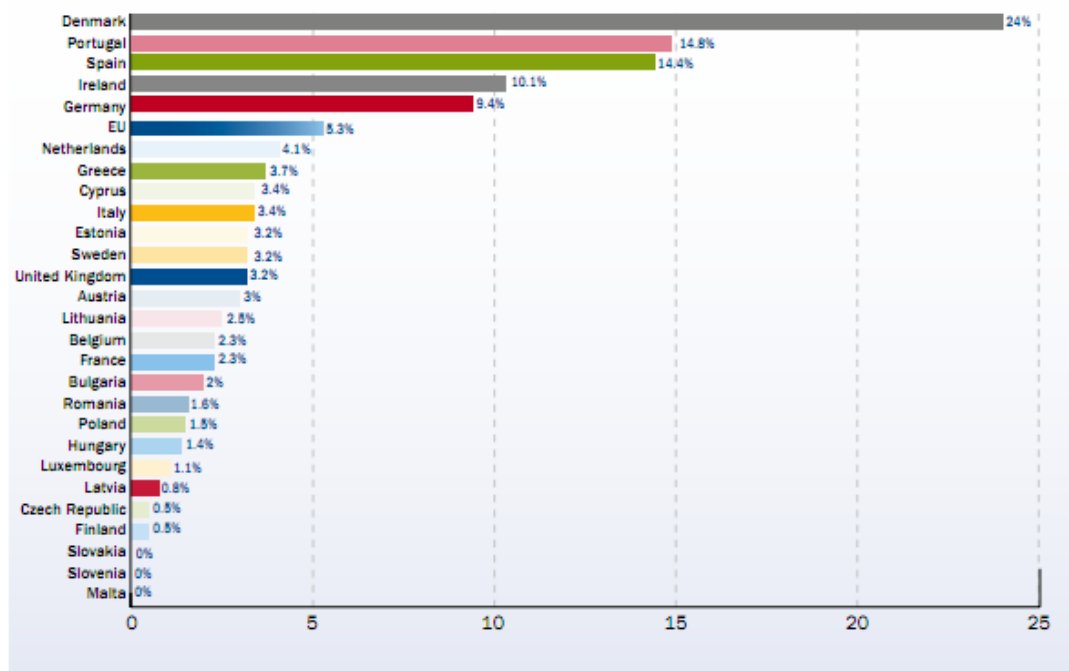
Sijoittamalla lausekkeen 2.1 massan tilalle yhtälö 2.2 saadaan määriteltyä tuulen teho lausekkeen 2.3 mukaisesti. Yhtälö voidaan kirjoittaa lopulliseen muotoonsa, koska molekyylit, joilla on nopeus $\frac{L}{t}$ kulkevat matkan L ajassa t . Tästä syystä vain nämä molekyylit ohittavat roottorin pyörähdysten muodostaman pinta-alan tarkastelun aikana.

$$P = \frac{1}{2} \rho A \frac{L}{t} v^2 = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2.3)$$

2.2 Tuulivoima energiantuotantomuotona

Maapallolla hyödynnettävissä olevat tuuliresurssit ovat suuruudeltaan noin 20 kertaa koko maailman energiankulutuksen verran (Vaughn 2009). Näiden resurssien hyödyntämiseen Suomi veloitetaan Euroopan unionin asettamalla uusiutuvan energian lisäkäytöllä. Tällä pyritään estämään ilmaston lämpeneminen, joka on yksi yhteiskuntamme suurimmista haasteista. Ilmastonmuutosta edistävistä kasvihuonekaasupäästöistä 80 % on peräisin energian tuotannosta ja kulutuksesta sekä liikenteestä. Näin ollen Suomi on hyväksynyt ilmasto- ja energiastrategian pitkän aikavälin veloitteen, minkä mukaan uusiutuvista lähteistä peräisin oleva energia tulee olla 38 % energian loppukulutuksesta. Tämän on arvioitu tarkoittavan tuulivoimalla tuotetun sähköenergian kasvattamista 6 TWh:iin. (Kuuva et al. 2009) Lisäksi vaaditaan panostusta muihin uusiutuvan energiantuotannon muotoihin, kuten biokaasuun. Asennettuna tuotantokapasiteettina tämä tarkoittaa noin 2500 MW:n kokonaistehoa, kun yksikkökohtaisen huipunkäyttöajan oletetaan olevan 2400 h/vuosi. Kyseinen tuotantoteho vastaa noin 1000:tta nykyaikaista 2 - 3 MW tuotantoyksikköä.

Euroopan unionin tasolla Suomea voidaan pitää tuulivoiman kehitysmaana. Suomen sähkötuotannosta vuonna 2010 tuotettiin tuulivoimalla ainoastaan 0,5 %. Vuonna 2010 jäsenmaista Suomea vähemmän tuulivoimalla tuotetun sähköenergian osuus kokonaiskulutuksesta oli ainoastaan Slovakiassa, Sloveniassa ja Maltalla. Tämä tarkoittaa sitä, että Suomi on yksi pienimmistä tuulivoimatuottajista Euroopassa. Suurimpia tuottajamaita suhteessa sähkön kokonaiskulutukseen ovat Tanska, Portugali, Espanja, Irlanti ja Saksa. Euroopassa tuulivoimalla tuotetun sähköenergian osuutta kokonaiskulutuksesta on esitettyä kuvassa 2.3.



Kuva 2.3. Tuulivoimalla tuotetun sähköenergian osuus sähkön kokonaiskulutuksesta vuonna 2010 (Wilkens & Moccia 2011).

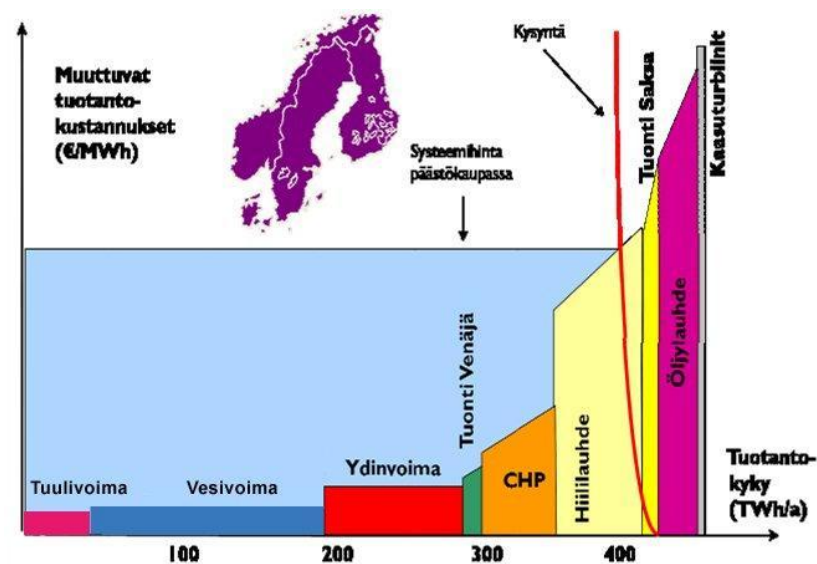
Tuulivoimalat eivät aiheuta kasvihuonepäästöjä tuottaessaan sähköenergiaa. Näin ollen tuulivoima ei saastuta ilmaa, vesistöä eikä maaperää käyttönsä aikana. Päästöttömyyden lisäksi tuulivoimaloiden osat ovat lähes täysin kierrätettäviä. Tästä syystä tuulivoima ei kuormita ympäristöä, kun tuotantoyksiköt saapuvat teknistaloudellisen käyttökänsä loppuun.

Tuulivoimatuotannon kustannusrakenne eroaa merkittävästi fossiilisilla polttoaineilla tuotetusta sähköenergiasta. Fossiilisia energialähteitä hyödyntävissä tuotantomuodoissa 40 - 70 % kustannuksista kohdistuu polttoaineeseen sekä käyttöön ja kunnossapitoon, mistä syystä näiden tuotantomuotojen muuttuvat kustannukset ovat korkeat. Puolestaan tuulivoimalla tuotannon polttoaine on ilmaista ja tästä syystä tuulivoimatuotannolla on hyvin pienet muuttuvat kustannukset. Tämä tarkoittaa puolestaan sitä, että fossiilisilla tuotantomuodoilla tuotetun sähkön myyntihinta on korkea verrattuna tuulivoimalla tuotettavaan sähköenergiaan.

Suomalaiset sähköntuottajat myyvät tuotantonsa NordPool SPOT-markkinoille. SPOT-markkina toimii day-ahead periaatteella, mikä tarkoittaa sitä, että tuottajat ennustavat tuotantonsa ja kuluttajat kulutuksensa 12 - 36 tuntia etukäteen. Näiden tietojen perusteella muodostetaan jokaiselle tunnille tuotantoa ja kulutusta vastaava SPOT-hinta. Tällöin tuotantomuodot muodostavat tarjonta- ja kysyntäkäyrän kuvan 4.2 mukaisesti. Nämä käyrät leikkaavat pisteessä, jossa sijaitsevan tuotantomuodon muuttuvat kustannukset määrittävät sähkön markkinahinnan kullekin tunnilla erikseen. Viimeistä tunti-kohtaisen kysynnän kattamiseen tarvittavaa sähköntuottajaa kutsutaan marginaalituottajaksi, joka on viime vuosina ollut hiililauhdetuotanto. Marginaalituottaja saa katetta tuotantonsa muuttuville kustannuksille. Tuulivoimatuotanto saa puolestaan pääomain-

tensiivisyytensä takia katetta myös pääomakustannuksillaan. Näin ollen tuulivoima-
tuottaja saa investoinnilleen kunkin tunnin aikana katetta sähkön markkinahinnan ja
voimalaitoksen muuttuvien kustannusten erotuksen verran.

Koska tuulivoimatuotanto lisääntyessään siirtää tuotantokäyrää vaaka-akselilla oi-
kealle matalien muuttuvien kustannustensa ansiosta, kohtaavat kysyntä ja tarjonta kus-
tannuksiltaan edullisemman tuotantomuodon kohdalla. Tuntitasolla tarkasteltuna tuuli-
voimatuotanto tuleekin kasvattamaan sähkön markkinahinnan vaihtelua. Vaihtelu aiheu-
tuu siitä, että sähköä on tuotettava kulutuksen tarpeisiin myös silloin, kun tuulta ei ole
saatavilla. Kysyntäkäyrän siirtymisellä edullisemman tuotantomuodon kohdalle olete-
taan laskevan sähkön markkinahintaa kuitenkin vuositasolla. Suomeen on tällä hetkellä
rakenteilla ja suunnitteilla myös merkittävä määrä uutta ydinvoimatuotantoa. Ydinvoi-
matuotannon yhteisvaikutus tulevaisuudessa rakennettavan tuulivoimatuotannon kanssa
voi entisestään korostaa sähkön markkinahinnan laskua vuositasolla, mikäli markkinoil-
la on ylitarjonta tuuli- ja ydinvoimalla tuotetusta sähköenergiasta.



Kuva 4.2. Sähkön markkinahinnan muodostuminen.

Vuonna 2007 helmikuussa huippukuormitustilanteessa Suomen sähköntuotannosta tuonnilla oli noin 20 % osuus (Elovaara & Haarla 2011). Suurin osa tuodusta sähkö-
energiasta tuotiin Venäjältä, jonka lisäksi tuontia oli myös Ruotsista ja Virosta. Kuvasta
4.2 nähdään Venäjältä tuodun sähköenergian olevan hyvin edullista verrattuna fossiili-
siin tuotantomuotoihin ja Saksasta tuotuun sähköenergiaan. On kuitenkin mahdollista,
että Venäjän oma sähkönkulutus tulee kasvamaan, jolloin tuonnin rajoittaminen Venä-
jältä voi tulla mahdolliseksi.

On myös mahdollista, että tulevaisuudessa sähkön hinta tulee nousemaan. Tähän
voi johtaa pohjoismaisten sähkömarkkinoiden yhdistyminen Manner-Euroopan sähkö-
markkinoihin, mikä käytännössä tarkoittaa alkuvaiheen osalta Pohjois-Saksan sähkö-
markkinoita. Sähkön markkinahinnan nousuun tällöin voivat vaikuttaa suurempi hiili-
lauhdetuotannon ja muilla fossiilisilla polttoaineilla tuotetun sähkön tarve kysynnän ja

tarjonnan kattamiseen. Tämä voidaan havaita myös kuvasta 4.2, jossa Saksasta tuodun sähköenergian hinta on hyvin lähellä öljylauhteen kustannustasoa. Puolestaan koko Euroopan kokoisilla sähkömarkkinoilla likviditeetti ja kilpailu kasvaisivat yhdistymisen myötä, mikä johtaisi todennäköisesti suuren kysynnän ja tarjonnan myötä vain pieniin hinnan muutoksiin. Näin ollen markkinoiden laajentuminen voi madaltaa hintapiikkejä ja harventaa niiden esiintymistä. (Elovaara & Haarla 2011.) Jos sähkön markkinahinta nousee, tuulivoiman tarve tuotantotuelle pienenee merkittävästi. Tuki on kuitenkin tärkeä siirtymäkaudella sekä tuulivoimateknologian kehittyessä. Teknologian kehittyminen mahdollistaa taloudellisesti kannattavien hankkeiden toteuttamisen myös huonompiin tuuliolosuhteisiin. Lisäksi olosuhteiltaan parhaiden hankkeiden kannattavuus paranee, mikä pienentää näiden tarvetta tuelle.

2.3 Tuuliturbiinityypit

Tuulivoimalan toiminta perustuu tuotantoyksikön roottoriin kohdistuvaan nostovoimaan ja ilmanvastukseen, jotka tuuli saa aikaiseksi. Ilmanvastukseen perustuvilla voimaloilla tuuli painaa vasten lapaa pakottaen roottorin pyörimään akselinsa ympäri. Kyseisellä periaatteella toimivien voimaloiden hyötysuhde jää matalaksi, koska voimalan roottorin nopeus ei voi olla tuulennopeutta suurempi. Ilmanvastusperiaatteella toimivasta laitteesta on hyvä esimerkki yleisesti tuulen mittaukseen käytettävä kuppianemometri. Markkinoilla on myös sähköntuotantoon soveltuvia tuulivoimaloita, joiden toiminta perustuu ilmanvastukseen. Huonon hyötysuhteen lisäksi kyseiset voimalat vaativat paljon materiaalia lapojen valmistamiseen, mikä huonontaa niiden kaupallista asemaa entisestään. Ilmanvastukseen perustuva voimala on helppo rakentaa itse, mistä syystä ne ovatkin suosittuja rakentelijoiden ja keksijöiden keskuudessa. (Vaughn 2009.)

Tuulen nostovoimaan perustuvien turbiinien roottoreissa on lavat, jotka perustuvat samanlaiseen aerodynaamiseen muotoon kuin lentokoneiden siivet. Hyödynnettäessä tuulen nostetta on mahdollista tehdä turbiini, jonka roottori pyörii tuulen nopeutta suuremmalla nopeudella. Turbiiniteknologiassa hyödynnetäänkin nykyisin eniten nostovoimaan perustuvia vaaka-akselisia turbiineja. Tällöin on mahdollista päästä peitteisessäkin maastossa korkeuksiin, joissa tuulennopeus on riittävä sähköenergian tuotannolle. Vaaka-akselisissa turbiineissa joudutaan nostamaan suuri massa noin 100 - 140 m korkeuteen, mikä asettaa haastavat vaatimukset käytettävälle tornirakenteelle. Turbiinin tuottama sähköteho saavuttaa nimellisen tehonsa tietyllä tuulennopeuden arvolla. Tätä suuremmilla tuulennopeuden arvoilla täytyy turbiinin tehoa rajoittaa. Tehoa voidaan rajoittaa säätämällä turbiinin lapakulmaa, mikä pienentää turbiinin hyötysuhdetta. Tämä voidaan tehdä jokaiselle turbiinin lavalle erikseen lapojen tyvissä olevien moottorien avulla. Tätä aktiivista lapakulmansäätöä käytetään nykyaikaisissa tuuliturbiineissa. Tuuliturbiinien tehoa voidaan rajoittaa myös sakkaussäädöllä, jolloin tuulivoimalan lavat ovat asetettu kiinteään lapakulmaan. Tällöin ilmavirtaus irtaana voimalan lavoista liian suurella kohtauskulmalla ja näin osaa tuulen energiasta ei hyödynnetä sähköenergian tuotantoon.

2.4 Tuulivoimaloiden rakenne

Tuulivoimaloiden tärkeimmät osakokonaisuudet ovat generaattori, roottori, torni sekä perustus. Tornikorkeuksien kehittyminen on tehnyt potentiaalisten tuotanto-olosuhteiden saavuttamisen mahdolliseksi myös metsäisillä rannikkoalueilla ja sisämaassa. Suurentuvat roottorikoot mahdollistavat puolestaan suuremman energiamäärän muuttamisen generaattorin avulla sähköenergiaksi. Tuulivoimahankkeen maaperällä on puolestaan suuri merkitys siihen, millainen perustus kullekin voimalalle vaaditaan.

Tornien korkeudet vaihtelevat nykyaikaisilla 2 - 3 MW tuotantoyksiköillä noin 100 - 140 m välillä. Tornin korkeudella on etenkin sisämaassa sekä Suomen rannikolla metsäisyydestä takia suuri merkitys. Korkeammalla tornilla on mahdollista saavuttaa paremmat tuotanto-olosuhteet sekä tämän lisäksi tuulen nopeuden muutos roottorin halkaisijan mitalla pienenee. Tähän on syynä, että maaston pinnan muotojen sekä puuston vaikutus tuulen nopeuden kasvuun pienenee. Käytännössä tuulennopeuden muutos 50 m:n ja 100 m:n välillä voi olla 3 m/s, kun taas 150 m:n ja 200 m:n välillä muutos voi samalla hetkellä voi olla enää noin 0,5 m/s.

Roottorien halkaisijat ovat vastaavasti nykyaikaisilla sisämaaolosuhteisiin tarkoitettuilla turbiineilla halkaisijaltaan noin 100 - 120 m. Näin ollen tuulivoimalan lavat käyvät korkeimmillaan noin 150 - 200 m korkeudessa ja matalammillaan puolestaan noin 50 - 80 m korkeudessa. Tuulen nopeuden erotus näissä minimi- ja maksimikorkeudessa voi vaikuttaa keskituulennopeuden lisäksi valittavaan turbiinityyppiin. Korkeamman tornin avulla tuulisuusolosuhteet ovat tasaisemmat koko roottorin halkaisijalla ja näin ollen muun muassa roottorin laakerointiin kohdistuu pienemmät mekaaniset rasitukset. Rakennusmateriaalina torneissa käytetään pääasiassa terästä sekä betonia. Tornit voivatkin olla materiaaliltaan jompaakumpaa edellä mainituista tai näiden yhdistelmä, jota kutsutaan hybridi-torniksi. Hybriditornissa tornin alaosa on betonia ja tämän päälle asennetaan teräsosuus. Suomalainen Ruukki on kehittänyt teräksestä valmistetun ristikorakenteisen tornin, jonka avulla on mahdollista päästä jopa 160 metrin napakorkeuteen.

Rakennuspaikalla on merkittävä vaikutus perustusten tyyppiin. Perustus voidaan rakentaa maanvaraisena laattaperustuksena, joka pehmeässä maassa joudutaan paalutamaan. Vaihtoehtoisesti kallioisessa maastossa perustus voidaan toteuttaa kallioon ankkuroitavalla betoniperustuksella. Tämä vaihtoehto edellyttää ehjää peruskalliota, mutta rakenteella on mahdollista useimmissa tapauksissa saada kustannussäästöjä. Kustannussäästöt perustuvat pienempään betonin määrään. Kallioperustuksen halkaisija on noin 6 - 10 metriä, kun puolestaan laattaperustuksen halkaisija on jo noin 25 metriä. Mitoittava tekijä perustuksen rakentamisessa on voimalan siihen aiheuttama mekaaninen voima ja momentti. Tämä momentti määrittelee sen, mikä on perustukselta vaadittava massa.

Tuulivoimaloissa käytettävien generaattorien verkkokytken toteuttamiseksi on olemassa eri menetelmiä. Ensimmäinen niistä on oikosulkugeneraattorilla varustettu kiinteänopeuksinen tuulivoimakäyttö. Käyttöä kutsutaan kiinteänopeuksiseksi koska

turbiinissa käytettävä oikosulkugeneraattori on kytketty suoraan sähköverkkoon. Tästä syystä turbiinin on pyörittävä miltei synkronisella pyörimisnopeudella sähköverkon kanssa, jotta stabiilisuutta ei menetettäisi. Tällöin roottorin pyörimisnopeus voikin muuttua ainoastaan oikosulkugeneraattorin jättämän verran, joka on pari prosenttia synkronisen pyörimisnopeuden yläpuolella. Kiinteän pyörimisnopeutensa vuoksi turbiinilla ei voida maksimoida tuulesta otettavaa energiaa tuulen nopeuden muuttuessa. Tämän tuulivoimakäytön hyviä puolia ovat sen edullinen hinta sekä huoltovapaus. Käytön heikkouksia ovat puolestaan tuulen nopeuden aiheuttamat muutokset mekaanisessa tehossa, mikä puolestaan aiheuttaa merkittäviä muutoksia voimalan sähköverkkoon tuottamassa sähkötehossa. Nämä muutokset voivatkin aiheuttaa hyvin merkittäviä jännitevaihteluita liityntäpisteeseen, mistä syystä kyseinen käyttö on kytkettävä mahdollisimman vahvaan sähköverkkoon. Mekaanisen tehon muutokset aiheuttavat myös merkittäviä mekaanisia rasituksia voimalaan. Erityisen suurelle rasitukselle näissä tilanteissa joutuvat tuulivoimaloiden vaihdelaatikat. Uudempien ja kehittyneempien teknologioiden myötä tämän menetelmän käyttö on hyvin vähäistä ja käytännössä sitä ei 2 - 3 MW tai sitä suuremmissa tuotantoyksiköissä enää hyödynnetä.

Muuttuvanopeuksisten generaattoreiden teho voidaan syöttää sähköverkkoon osatehoisella tai täyden tehon suuntaajakäytöllä. Osatehoinen suuntaajakäyttö tunnetaan nimellä DFIG (Doubly Fed Induction Generator). Tässä konseptissa roottorin ja staattorin välille on kytketty taajuudenmuuttajakäyttö, joka on mitoitettu noin 30 %:lle yksikön nimellistehosta. Suuntaaja mahdollistaa roottorin ja staattorin väliset suhteellisen suuret pyörimisnopeudet. Jättämäteho voidaan siirtää suuntaajan kautta sähköverkkoon tai se voidaan tuottaa roottoripiiriin. Tämä riippuu siitä, toimitaanko ali- vai ylisynkronisella nopeudella. DFIG:n hyviin puoliin sisältyy myös sen mahdollisuus toimia loistehon kompensoijana heikoissa sähköverkoissa. Tämä on mahdollista, koska käytön tehokerroin on säädettävissä. Konseptin heikkouksia ovat huoltoa vaativat liukurenkaat sekä harjat. Lisäksi on huolehdittava suuntaajan suojauksesta, koska verkon vikatilanteissa roottorivirratt kasvavat ja voivat aiheuttaa suuntaajan rikkoutumisen.

Voimalan nimelliselle teholle mitoitettun taajuudenmuuttajan kautta verkkoon kytketty tuotantoyksikkö voi perustua kestopäätögeneraattoriin, erillismagnetoituun tahtigeneraattoriin tai epätahtigeneraattoriin. Täyden tehon suuntaajakäytön pyörimisnopeutta voidaan säätää hyötysuhteen optimoinnin näkökulmasta täysin vapaasti. Käytössä häviöitä aiheutuu tehoelektroniikasta, koska tuotantoyksikön koko teho syötetään suuntaajan lävitse. Tällä käytöllä voidaan osallistua aktiivisesti sähköverkon jännitteeseen ja taajuuden säätöön. Näin ollen voimalan tehokerrointa säätämällä voidaan lievittää mahdollisia tuulivoimatuotannon aiheuttamia ongelmia, kuten jännitteennousua jakeluverkoissa. Lisäksi voimalalla voidaan tukea jakeluverkon jännitetasoa tilanteissa, joissa mahdollisesti vaadittaisiin verkon saneerausta sen vahvistamiseksi. Suuntaajan kautta sähköverkkoon kytkeytyneen tuotantoyksikön avulla ei voida syöttää suuria vikavirtoja, millä voi olla vaikutusta ylivirtasuojauksien toimintaan. Tosin suuntaajat on mahdollista ylivoimata, jolloin vikavirtojen suuruutta on mahdollista kasvattaa.

3 TUULIVOIMAHANKKEEN KEHITTÄMINEN

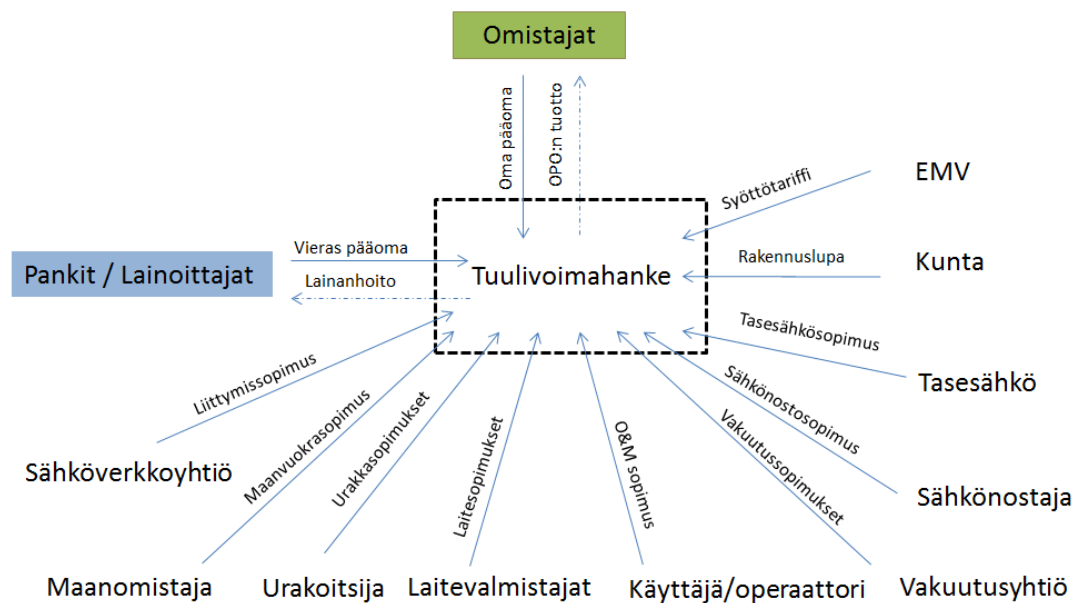
Tuulivoimahankeiden kehittämisen aloittamiseksi on laadittava kehittämisstrategia. Tämä tarkoittaa päätöksiä kehitettävien hankkeiden lukumäärästä, hankekohtaisesta turbiini- ja tehomäärästä, valintaa maa- ja merituulivoiman välillä sekä päätöstä siitä, kehitetäänkö hanke omaan omistukseen vai myytäväksi. Lisäksi on päätettävä, miten paljon tästä kehitystyöstä tehdään itse ja mitä ostetaan ulkopuolisina palveluina. Lisäksi on ratkaistava, miten hankkeet tullaan rahoittamaan. Vaihtoehtoina ovat joko tase- tai projektirahoitteiset vaihtoehdot. Strategian määrittelyn yhteydessä voidaan myös laatia erilaisia aikataulu- ja kannattavuustavoitteita. (Laakso 2011.)

Tuulivoimahankeportfolion kehittäminen alkaa potentiaalisten alueiden etsinnällä. Potentiaaliset alueet etsitään arvioimalla tuulisuutta tuuliatlaksen perusteella. Tarkasteltavat alueet voivat olla entuudestaan hankekehittäjän hallinnassa tai tiedossa. Tämän lisäksi potentiaalisia alueita voidaan kartoittaa paikkatietoanalyysillä. Lisäksi maakuntakaavoihin on merkittynä potentiaalisia tuulivoimatuotannolle soveltuvia alueita. Apuna maa-alueiden etsinnässä voidaan käyttää yhteydenottoja kuntiin sekä suoraan yksityisiin maanomistajiin. (Laakso 2011.) Tärkeää on, että alueen maanomistukset eivät ole liian rikkonaisia. Suunniteltava turbiinimäärä onkin hyvä saada mahtumaan muutaman maanomistajan kiinteistöjen alueille.

Hankkeen kehitys on vuorovaikutteinen prosessi useiden sidosryhmien välillä. Hankkeen kehitykseen tarvittava aika riippuu suurelta osin hankealueen sijainnista sekä suunniteltujen turbiinien lukumäärästä. Prosessi etenee iteratiivisesti, jolloin päätöksentekoon käytettävissä oleva tieto tarkentuu prosessin edetessä. (Laakso 2011.) Tuulivoimahankeiden kehityksen tavoitteena on määritellä täyttyvätkö tekniset, ympäristölliset ja taloudelliset rajaehdot, joiden puitteissa hanke on toteutettavissa. Lisäksi kehityksen tavoitteena on hankkia tarvittavat luvat ja sopimukset niin, että investointipäätöksen tekohetkellä hankkeen toteutus voidaan aloittaa.

Tässä luvussa käsitellään hankekehityksen vaiheita ja sitä, mistä aiemmin mainitut kolme reunaehto kokonaisuutta koostuvat. Esiselvityksessä määritellään, onko potentiaalinen alue alustavasti ympäristö- ja luontoarvoiltaan soveltuva. Hankkeen tulee myös soveltua alueellisiin maankäytön suunnitelmiin. Lisäksi määritetään etäisyydet hankealueelta sähköasemaan ja jakelu- tai kantaverkkoon, riippuen hankkeen suunnitellusta kokonaistehosta. Esiselvityksessä arvioidaan myös tiestön soveltuvuutta sekä alustaville turbiinipaikoille vaadittavia perustusratkaisuja. (Laakso 2011.)

Kuvassa 3.1 on havainnollistettu tuulivoimahankeiden kehittämisprosessissa mukana olevia sidosryhmiä sekä heidän ja hankekehittäjän välisiä lupamenettelyjä sekä sopimuksia, joista suurin osa on hankittava ennen investointipäätöksen tekoa.



Kuva 3.1. Tuulivoimahankkeen kehitykseen osallistuvien sidosryhmien merkitys (Mu-
kaillen Laakso 2011).

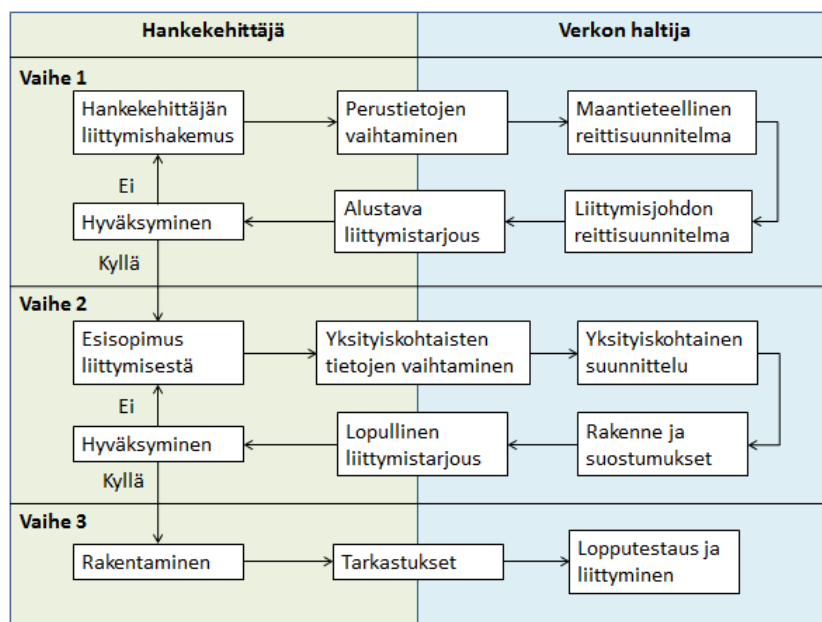
3.1 Luonto- ja ympäristöarvot sekä rakennettu ympäristö

Tuulivoimahankkeen osana tulee selvittää, täyttääkö hanke ympäristölliset reunaehdot. Tuulivoimarakentamisen keskeisimmät vaikutukset ympäristöllisesti kohdistuvat mai-
semaan, koska voimalat ovat korkeita rakennelmia, jotka tulevat olemaan osa nykyai-
kaista infrastruktuuria. Alueellisten vaikutusten arvioinnissa tuulivoiman osalta onkin
tärkeää arvioida suunnittelualueen herkkyys. Alueellisen herkkyyden arvioinnissa tulee
huomioida etäisyydet asutukseen, valtakunnallisesti ja maakunnallisesti arvokkaat mai-
sema-alueet, valtakunnallisesti merkittävät kulttuurihistorialliset ympäristöt, luonnon-
suojelualueet sekä kansainvälisesti tärkeät linnuston kansainvälisesti tärkeät IBA-alueet
(Important Bird Areas), joiden tarkoituksena on tunnistaa ja suojella tärkeitä lintualuei-
ta. IBA-alueiden inventoinneista ja ajantasaisuudesta vastaa BirdLife Suomi ry. Tuuli-
voimaloiden luvituksessa on edellä mainittujen lisäksi huomioitava myös lento-, rauta-
tie-, maantie- sekä meriliikenteet sekä puolustusvoimien toiminta. (Irjala et al. 2011.)

Tuulivoimaloiden vaikutukset edellä mainittuihin osa-alueisiin tulee selvittää kaa-
voituksen ja lupamenettelyiden yhteydessä. Vaikutusten arviointi tulee tehdä niiltä alu-
eilta, joille ne hankekohtaisesti ulottuvat. Näiden selvitysten on annettava riittävät tie-
dot, joiden perusteella voidaan arvioida hankkeen toteutumisen merkittävät välittömät
sekä välilliset vaikutukset. Kaavoituksen ja lupamenettelyjen yhteydessä laadittavien
arviointien tarkoituksena on Ympäristöministeriön mukaan vaikutusten selvittämisen
lisäksi tarjota kansalaisille ja muille osallisille mahdollisuus osallistua suunnittelu- ja
valmisteluvaiheeseen ja saada tietoa tulevasta tuulivoimahankkeesta. (Irjala et al.
2011.)

3.2 Sähköverkkoliittynnän toteutettavuus

Sähköverkkoliittynnän toteutettavuus on tärkeä osa teknisten reunaehtojen täyttymistä. Tuulipuiston sähköverkkoliittynnän ja sisäisen sähköistyksen suunnittelu voidaan jakaa kolmeen vaiheeseen. Esisuunnitteluvaiheessa on tärkeää olla yhteydessä alueelliseen jakeluverkkoyhtiöön sekä alue- tai kantaverkkoyhtiöön. Näin voidaan aloittaa verkkoliittymäpisteiden etsiminen ja niiden teknistaloudellinen vertailu yhteistyössä verkon haltijoiden kanssa. Jotta tuulivoimalat voidaan liittää osaksi sähkövoimajärjestelmää, on niiden täytettävä niille asetettavat liittymisehdot, joiden määrittelystä vastaa alueellinen verkonhaltija. Nämä vaatimukset esitetään osana voimalaitosten liittymissopimusta. Liittymissopimuksen tarkoituksena on määritellä ehdot, joilla tuottaja voi liittää tuotantoyksikkönsä osaksi sähkövoimajärjestelmää. Lisäksi liittymissopimuksessa määritellään tuulivoimatuottajan ja verkonhaltijan väliset omistusraajat, jotka määrittävät myös vastuut liittyen laitteistojen käyttöön sekä kunnossapitoon. Liittynnän mahdollistavien ehtojen lisäksi liittymissopimuksessa määritellään tuottajalta perittävä liittymismaksu, joka määräytyy sen mukaan, mille jänniteportaalille ja minkä verkon osaksi tuottaja liittyy. Maksun määrittämisperiaatetta käsitellään tarkemmin luvussa 7.



Kuva 3.2. Hankekehittäjän ja verkonhaltijan välinen tuulipuiston liityntäprosessi (Quinonez-Varela et al. 2007).

Kuvassa 3.2 on esitetty hankekehittäjän ja verkkoyhtiön välinen vuorovaikutusprosessi, jonka lopputuloksena on teknisesti ja taloudellisesti optimaalisen sähköverkkoliittynnän toteuttaminen. Liittymisjohdon lisäksi sähköistyksen esisuunnittelussa on laadittava alustava suunnitelma puiston sisäisen sähköverkon muodosta, ryhmittelystä sekä alustavista kaapelireiteistä (Laakso 2011). Suunnitellun järjestelmärakenteen toimivuus on mallinnettava tehonjakolaskelmin. Tämä on osa yksityiskohtaista suunnittelua, jota varten tuottajan ja verkkoyhtiön on vaihdettava yksityiskohtaiset tiedot liitettävistä tuo-

tantoyksiköistä. Suunnittelussa tulee ottaa huomioon myös luotettavuusnäkökohdat. Suurten tuulipuistojen yhteydessä on varauduttava mahdollisilla varasyöttöyhteyksillä, myös puiston sisäisen sähköverkon osalta. Käytännössä tämä tarkoittaa silmukoitua rakennetta, jota käytetään säteittäisesti. Myös liityntäjohdolle on hyvä tehdä varasyöttöyhteystarkasteluja. Niiden avulla voidaan mahdollistaa sähkön toimitusvarma siirto liittymispisteeseen viankorjaustenkin aikana.

Esisuunnitteluvaiheen jälkeen edetään hankintasuunnitteluun. Tässä vaiheessa laaditaan tarjouspyyntödokumentaatio. Lisäksi tulee määritellä laitteiden tekniset spesifiikaatiot, kuvaukset ja kaaviot. Myös laitteiden spesifikaatioiden yhteydessä on huomioitava sähköasemien mahdollisten kaksikiskoratkaisujen ja useampien päämuuntajien tuoma etu voimajärjestelmän luotettavuudelle.

Toteutussuunnittelussa laaditaan sähkölaitteistolle tarkat kytkentä-, lukitus-, sekä suojauskaaviot. Myös laitteiden tarkat tekniset dokumentaatiot on laadittava sekä suunniteltava apujännitejakelu, omakäyttö sekä kaukokäyttöliittymän toteutus. Ennen sähköverkkoliittymän rakentamisen aloittamista on hankittava johtoreitin maanomistajien suostumukset ja sovittava sähköverkon sijoittamisesta heidän alueelleen. Kun lopullinen reitti sähköverkkoliittymälle on selvillä, pystytään lopulliset rakentamiskustannukset arvioimaan. Tämä mahdollistaa lopullisen liittymistarjouksen tekemisen. Tämän jälkeen sähköverkkoliittymän rakentaminen ja toteuttaminen voidaan aloittaa. Lopulta käyttöönottotarkastusten ja koestusten jälkeen tuotanto voidaan kytkeä liittymän avulla osaksi voimajärjestelmää.

3.3 Maanrakennustyöt

Hankekehittäjän on laadittava arviot myös hankkeen vaatimista maanrakennustöistä. Tuulivoimahankkeen toteuttaminen vaatiikin lähes poikkeuksetta mittavia maanrakennustöitä. Nämä rakennustyöt hankealueella tulevat kohdistumaan erityisesti huoltotiestöön, jota pitkin turbiinien osat toimitetaan kohteeseen. Erityiset vaatimukset tiestölle kohdistuvat niiden kantavuudelle, maksimijyrkkyydelle, minimikaarevuussäteelle sekä leveydelle. Puiston sisäinen maakaapelointi on yleensä kustannustehokkainta tehdä huoltoteiden maanrakennustöiden yhteydessä teiden varteen. Huoltoteiden lisäksi maanrakennustöitä vaaditaan useimmiten myös turbiinin kokoamisalueille. Nämä alueet on mitoitettava pinta-alaltaan roottorin kasaamista varten. Niiden kantavuuden on kestävä turbiinien pystyttämiseen vaadittavan nosturin massa.

4 TUULIVOIMAHANKKEEN TALOUS

Kun tuulivoimahankkeen toteutettavuuden arviointi on määritetty teknisten ja ympäristöllisten reunaehtojen osalta, tulee kysymykseen tuulivoimahankkeen toteutettavuuden arviointi taloudellisesta näkökulmasta. Hankkeen on täytettävä sille asetettavat taloudelliset edellytykset ja nämä on voitava arvioida ennen investointipäätöksen tekoa. Tuulivoimainvestoinnissa pääoma sijoitetaan pitkäksi aikaa, jolloin myös tulojen odottamisaika on pitkä. Investointipäätöstä edeltää esitutkimus (feasibility study), jonka avulla voidaan määrittää hankkeen toteuttamisen taloudelliset edellytykset. Esitutkimuksessa arvioidaan hankkeen tarkoituksenmukaisuutta teknisesti toteutettavissa olevan hankkeen taloudellisten soveltuvuustutkimusten perusteella. Hyvällä valmistelulla sekä suunnittelulla voidaan välttää virheet investointipäätöstä tehtäessä. Esitutkimuksen osana laadittavat kustannusarviot voidaan lähteen Neilimo & Uusi-Rauva mukaan porrastaa viiteen vaiheeseen. Ensimmäisenä on selvitysvaiheen arvio, jonka jälkeen laaditaan uusi kustannusarvio soveltuvuuden arvioinnin yhteydessä. Tämän jälkeen yleissuunnitteluvaiheessa laaditaan seuraava arvio, joka täsmentyy yksityiskohtaisen suunnittelun aikana. Lopullinen kustannusten arviointi määritetään hankkeen toteutusvaiheessa. Kustannusarvioiden tarkkuus kehittyy hankekehityksen edetessä. Suuntaa antavina suuruusluokkina voidaan pitää seuraavia tasoja:

- suuruusluokka-arvio (-30 %...+50 %)
- budjetti-arvio (-15 %...+30 %)
- lopullinen arvio (-5 %...+15 %)

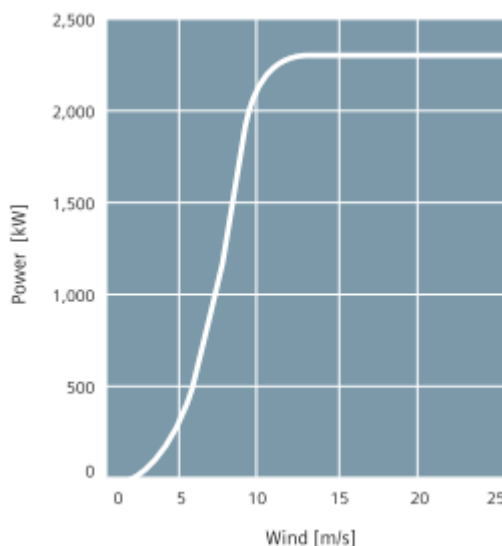
Tuulivoimalla tuotetun sähköenergian kustannuksista noin 75 % muodostuu investointikustannuksista ennen tuotannon aloittamista. Pääomatarpeensa vuoksi tuulivoimahankkeiden kustannusrakenne eroaa hyvin paljon sähköenergiantuotantomuodoista, joiden osalta polttoainekustannukset muodostavat merkittävän osan kokonaiskustannuksista. Polttoainekustannukset määräävät suurelta osin hiili- ja öljylauhteella sekä kaasuturbiineilla tuotetun sähköenergian kustannusrakenteen. (Krohn et al. 2009.) Tuulivoiman lisäksi pääomaintensiivisiä tuotantomuotoja ovat ydin- sekä vesivoima.

Mikäli hanke todetaan esitutkimuksen perusteella taloudellisesti toteuttamiskelpoiseksi, tulee seuraavana kysymykseen kustannusten optimointi. Kustannusten optimoinnissa voidaan hyödyntää elinkaari- tai elinjaksokustannustarkasteluja (LCC, life cycle costing). Tämä tarkoittaa monitahoista optimointitehtävää, jossa määritetään elinjakso-kustannukset tietyn tarkastelujakson ajalta. Yhteismitallisiksi voidaan tehdä esimerkiksi investointi-, käyttö- ja kunnossapito ja energiahäviöistä sekä keskeytyksistä aiheutuvat

kustannukset. Tällöin tiettyyn kustannuserään panostamalla on mahdollista saada säästöjä muissa kustannuserissä. Optimointi edellyttääkin kustannuserien keskinäisvaikutusten tarkkaa tuntemista. Elinkaarikustannusten määrittämisessä pitkällä aikavälillä tapahtuvat jaksottaiset kustannukset tehdään yhteismitallisiksi tarkasteluajankohdan rahan arvon kanssa käyttäen investointilaskelmia. Yhteismitallistamalla myös jaksollisesti saatavat elinjaksotuotot, pystytään lopulta arvioimaan investoinnin elinkaaren aikainen tulos. (Neilimo & Uusi-Rauva 2009.) Investointilaskelmia käsitellään tarkemmin luvussa 4.3.

4.1 Tuulivoiman tuotot

Tuulivoimahankkeen kassavirta muodostuu tuotetusta sähköenergialle saatavasta tuotantotuesta sekä sähkömarkkinoiden myyntihinnasta. Näin ollen voimaloiden tuotanto, sähkön myyntihinta sekä tuotantotuki ovat tärkeimmät tekijät tuottojen määrittämisessä. Tuulivoimatuotannon arviointi perustuu luotettaviin hankealueella suoritettaviin tuulimittauksiin ja niiden pohjalta laadittaviin tuotantoennusteisiin. Tuotantoennusteen laatimiseksi tarvitaan tuotantoyksikön tehokäyrä sekä mittausdataa paikallisista tuuliolosuhteista. Tehokäyrä ilmoittaa tuulivoimalan tuotantotehon kullakin tuulen nopeudella. Nykyaikaiset tuuliturbiinit saavuttavat nimellisen tehonsa noin 8 - 12 m/s tuulella. Voimakkaammilla tuulennopeuksilla turbiinin tuotantotehoa rajoitetaan nimellistehoon. Kuvassa 4.1 on esitetty Siemensin 2,3 MW tehoisen tuuliturbiinin tehokäyrän muodostuminen.



Kuva 4.1. Siemens SWT – 2.3 – 113 tuuliturbiinin tehokäyrä (Siemens 2011).

Kustannustehokkaassa turbiinien sijoitussuunnittelussa tulee huomioida sijoituskohtan tuulisuuden lisäksi myös ympäristön tuotannolliset vaikutukset. Odotettavissa olevaan tuotantoon vaikuttavat sijoituskohtan läheisyydessä oleva puusto, rakennukset sekä maaston rosoisuus. Ympäristön lisäksi häviöitä on odotettavissa myös muista teki-

jöistä, joita muodostuu eniten voimaloiden toisilleen aiheuttamasta varjostusvaikutuksesta. Näiden lisäksi sähköiset häviöt pienentävät tuotettua sähköenergiaa. Turbiinin suorituskkyky voi poiketa ideaalisesta ja ilmoitetusta, minkä lisäksi huollot ja voimaloiden käytettävyys vaikuttavat tuotettuun sähköenergiaan. Lopulta yhdistämällä tuotantoyksikön tehokäyrä ja tuntikohtaiset tuulimittaukset ja huomioimalla edellä mainitut häviöt, voidaan arvioida mittausjakson aikana tuotettavissa ollut sähköenergia. (Krohn et al. 2009.) Luotettavan arvion saamiseksi, on alueellisia tuuliolosuhteita mitattava vähintään vuoden verran. Tämän lisäksi arvioidaan mittausdatan korrelaatiota pitkän aikavälin tuulusuuteen, koska tuuliolosuhteissa on vuotuisia eroavaisuuksia. Avaintekijä vuotuisen tuotantoennusteen laatimisessa on vuotuinen keskituulennopeus. Vuotuista tuotantoa arvioitaessa tulee huomioida myös tuulennopeuksien tilastollinen jakautuminen keskituulennopeuden ympärille. (Krohn et al. 2009.)

Tuulivoimatuotannon tuottoarvio saadaan määritettyä vuotuisen tuotantoarvion sekä sähköenergian hinnan perusteella. Suomessa tuulivoimalla tuotettua sähköenergiaa tuetaan markkinaehtoisella takuuhintajärjestelmällä. Järjestelmässä tuottaja osallistuu sähkömarkkinoille ja tuottajalta on poistettu sähkön hintariski miltei kokonaan tariffin voimassaolon ajalta. Tuotantotuki on tullut voimaan Suomessa 25.3.2011 alkaen. (Liukko et al. 2011.) Tuotantotuella eli syöttötariffilla halutaan tukea Suomen tavoitetta tuulivoimatuotannon lisäämiseksi vuoteen 2020 mennessä. Syöttötariffin laatimisessa on pidetty lähtökohtana kannattavimpia paikkoja, jotka sijaitsevat rannikkoalueilla. Merituulivoimahankkeiden tukemiseen syöttötariffia ei ole suunniteltu, vaan sen tukeminen on harkittava erikseen.

Taulukossa 4.1 on kuvattuna parametrit, jotka ovat olleet tuulivoiman syöttötariffin määrittämisen pohjatietona. Investointikustannusta on tariffin määrittämisessä käsitelty kokonaiskustannuksena, josta ei ole eritelty osuuksia kulueräkohtaisesti. Näistä kulueristä suurimmat muodostuvat turbiinista, sähköverkkoliitynnästä ja tuotantoyksikön perustuksista. Lisäksi investointikustannus pitää sisällään hankkeen kehityksestä aiheutuvat kustannukset, joihin sisältyvät tarvittavat analyysit ja selvitykset ympäristöllisen-, teknisen- ja taloudellisen toteutettavuuden arvioimiseksi.

Taulukko 4.1. Arvio tuulivoimahankkeen kustannuksista tariffitasoa määritettäessä (Kuuva et al. 2009).

Parametri	Tariffitason määrittävä kustannustaso
Tekniset parametrit	
Investointikustannukset (€/kW)	1400
Huipunkäyttöaika (h/a)	2400
Laitoksen tekninen käyttöaika (a)	20
Käyttö- ja huoltokustannukset (€/kW, a)	28
Tasehallinnan kustannukset (€/MWh)	2
Sähkön markkinahinta (€/MWh)	50
Taloudelliset parametrit	
Kiinteistöveron kuluerä (€/MWh)	1,6
Oman pääoman osuus (%)	30
Oman pääoman tuottovaatimus (%)	10
Lainapääoman korko (%)	5
Kirjanpidollinen poistoaika (a)	15
Laina-aika (a)	12
Tuen maksatusaika (a)	12
Tarvittava tariffitaso (€/MWh)	83,5
Maksettava tariffi, jos sähkön hinta 50 €/MWh	33,5

Taulukosta 4.1 havaitaan, että syöttötariffin suuruus tulee olla oletetuilla parametreilla 83,5 €/MWh. Tariffia maksetaan tuottajalle kuitenkin maksimissaan 53,5 €/MWh. Tämä johtaa siihen, että sähkön markkinahinnan ollessa alle 30 €/MWh on sähkötuottajalle maksettava tuotantotuki alle taulukossa 4.1 esitetyn tariffitason. Reaalinen tariffitaso laskee inflaation verran, koska tariffitaso ei sisällä inflaatiokorjausta (Kuuva et al. 2009).

Käytännössä tuulivoimatuottajalle maksetaan sähkön markkinahinnan kolmenkuukauden keskiarvon ja tariffitason välinen erotus. Osan tuloistaan tuottaja saa näin ollen myymästään sähköstä. Nopeasti investoivilla toimijoilla on mahdollisuus korotettuun syöttötariffiin. Tämä tarkoittaa takuuhinnan korotusta 105,3 €/MWh suuruiseksi ensimmäisten kolmen vuoden ajaksi vuoden 2015 loppuun asti. Näin pyritään kompensoimaan alkuvaiheen pienien hankkeiden skaalaedun puutetta. Lisäksi hankkeiden riskitaso on alkuvaiheessa korkea, koska tuulivoimamarkkinat ovat Suomen tilanteessa vasta kehittymässä. Näin ollen myös toimintatavat hakevat vielä lopullista muotoaan, mikä puolestaan nostaa hankekehityksen kustannuksia.

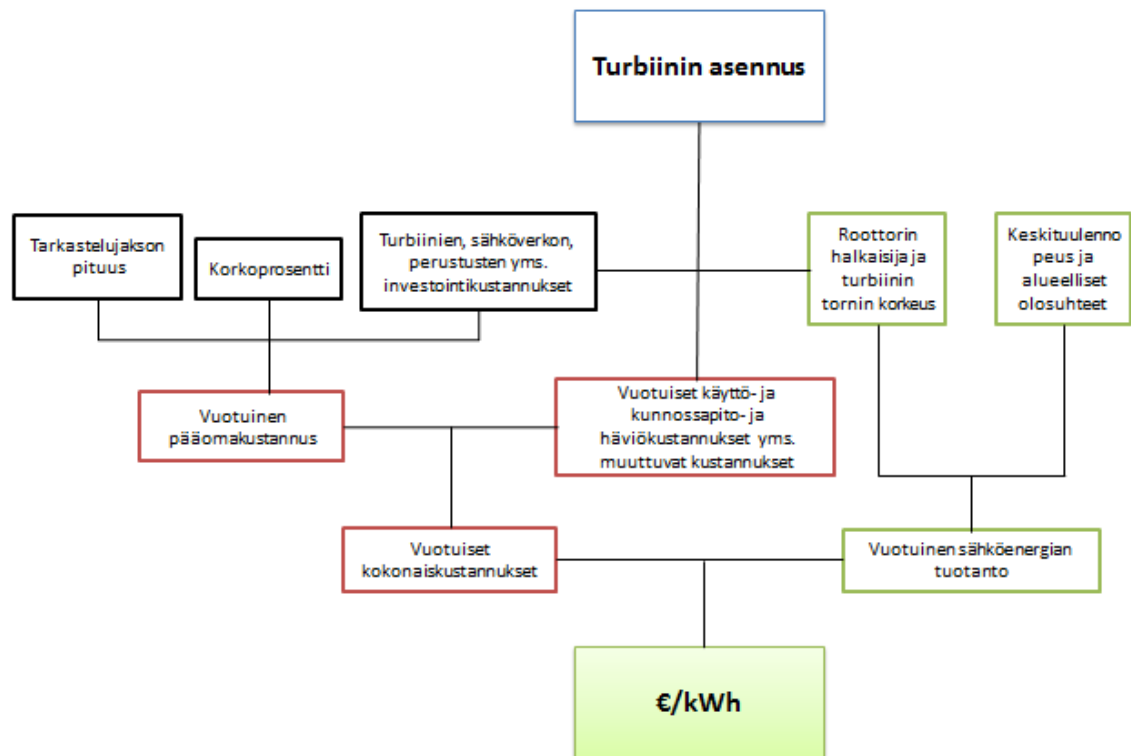
Tariffikelpoisia ovat nimellisteholtaan yli 500 kW olevat uudet voimalat, jotka liittyvät Suomen sähkövoimajärjestelmään sekä sijaitsevat Suomessa tai sen aluevesillä. Maksettavan syöttötariffin määrä määräytyy verkonhaltijan omistaman mittarin mittaman sähköenergian perusteella.

4.2 Tuulivoiman kustannukset

Kustannuslaskennan tärkein periaate on aiheuttamisperiaatteen toteutuminen. Tämä tarkoittaa sitä, että tietylle hankkeelle, toimenpiteelle tai toiminnalle kohdistetaan ne kustannukset, jotka se aiheuttaa tai on aiheuttanut. Tällöin on myös tärkeää tuntea laskentatilanne. Laskentatilanteen väärin ymmärtäminen voi johtaa virheelliseen lopputulokseen, jolloin laskennassa ei ole huomioitu tilanteen kannalta relevantteja kustannuksia. Relevantit kustannukset ovat ainoat kustannukset, jotka kussakin tilanteessa tulee ottaa huomioon. (Neilimo & Uusi-Rauva 2009.)

Kuvassa 4.2 on esitettyä tuulivoimalla tuotetun sähköenergian omakustannehinnan muodostumisen kannalta relevantit kustannukset. Nämä muodostuvat vuotuisista pääomakustannuksista, joihin vaikuttaa tarkastelujakson pituus, laskelmissa käytettävä korkoprosentti sekä investointikustannusten suuruus. Pääomakustannusten lisäksi tuulivoimahankkeella on vuotuiset muuttuvat kustannukset, jotka muodostuvat käyttö- ja kunnossapitokustannuksista sekä häviökustannuksista. Tuulivoimalla tuotetun sähköenergian määrä puolestaan riippuu alueellisten tuuliolosuhteiden lisäksi voimalan tornin korkeudesta sekä roottorin halkaisijasta. Tornin korkeudella voidaan vaikuttaa keskituulen nopeuteen ja kasvattamalla roottorin pinta-alaa suhteessa generaattorin nimellistehoon saadaan kasvatettua voimalan huipunkäyttöaikaa, koska pinta-alan suurentaminen vaikuttaa suoraan tuotantotehon suuruuteen. Näiden tietojen avulla voidaan arvioida, mikä tulee olemaan kyseisellä alueella tuulivoimalla tuotetun sähköenergian omakustannehinta.

Omakustannehinta (€/kWh) on parametri, jota voidaan pyrkiä optimoimaan hankekohtaisesti ja sen osalta voidaan myös pyrkiä tiettyyn tavoitearvoon. Lisäksi sen avulla voidaan tehdä vertailua hankealueiden välillä. Tuotetun sähköenergian omakustannehinnan käsittely on perustellumpaa verrattuna asennettavan tuotantokapasiteetin yksikköhintaan. Asennettavan tuotannon yksikköhinta voi olla korkeampi, mikäli olosuhteet ja tuotantoennuste kyseisellä alueella on vastaavasti parempi. Huolimatta suurista pääomakustannuksista, voi alueella tuotettavan sähköenergian omakustannehinta olla näin ollen edullinen ja hankkeen kokonaiskannattavuus asetettujen ehtojen mukainen. Tilanne voi taas olla päinvastainen, vaikka pääomakustannukset olisivat pienet, jos alue ei ole tuotannollisesti riittävän hyvä.



Kuva 4.2 Tuulivoimalla tuotetun energian kustannusten määrittäminen (Mukaillen Krohn et al. 2009).

4.2.1 Kiinteät kustannukset

Tässä luvussa käsitellään tarkemmin, mistä edellisessä kuvassa esitetyt investointikustannukset muodostuvat. Tuulivoimatuotannon kiinteistä investointikustannuksista suurin osa muodostuu turbiinista. Tämän jälkeen merkittävimmät osakokonaisuudet ovat sähköverkkoliittynnystä ja turbiinin perustuksesta aiheutuvat kustannukset. Taulukossa 4.2 on esitettyä, mitkä ovat eri osakokonaisuuksien osuudet investointikustannusrakenteesta. Tästä havaitaan, miten sähköverkkoliittynnän osuus turbiinin jälkeisistä kustannuksista voi olla jopa puolet. Verkkoliittynnän aiheuttamat kustannukset voivatkin muodostaa taloudellisen esteen tuulivoimahankkeiden toteuttamiselle syrjäisille seuduille (Auer et al. 2006). Tuulisilla seuduilla, kuten rannikoilla sekä tunturi- ja vuoristomaastoissa olemassa olevat sähköverkot ovat usein hyvin heikkoja, jolloin niihin ei voida kytkeä merkittäviä määriä tuulivoimatuotantoa. Jos sähköverkon vahvistamiseen ja liittymisjohdon rakentamiseen vaadittavat pääomakustannukset kohdistetaan ainoastaan tuottajalle, joutuu tämä arvioimaan kannattavia alueita sähköverkkoliittynnän ja asennettavan tuotantokapasiteetin perusteella. Ratkaisussa on huomioitava tuulivoimalle hyvin soveltuvat tuotanto-olosuhteet ja näin ollen hyvät tuotantoennusteet sekä alueet, joilta ei muodostu hyvin korkeita sähköverkkoliittynäkustannuksia (Barth et al. 2008).

Taulukko 4.2. Kustannuserien osuudet investointikustannuksista (Krohn et al. 2009).

	Osuus kokonaiskustannuksista (%)	Osuus kustannuksista, kun turbiinia ei huomioida (%)
Turbiini	68 - 84	-
Verkkoliityntä	2 - 10	35 - 45
Perustus	1 - 9	20 - 25
Sähköistäminen	1 - 9	10 - 15
Maa-alue	1 - 5	5 - 10
Rahoituskustannukset	1 - 5	5 - 10
Teiden parannus	1 - 5	5 - 10
Konsultointi	1 - 3	5 - 10

On myös mahdollista, että olemassa olevia suurjännitteisiä kanta- ja alueverkkoja joudutaan vahvistamaan tuulivoimatuotannon takia. Tämä johtuu tilanteesta, jossa siirtokapasiteetti ei ole riittävä kahden alueen välillä, kun toiselle on rakennettu merkittävä määrä tuulivoimatuotantoa. Esimerkiksi Saksassa tuulivoimatuotantokapasiteetti on keskittynyt maan pohjoisosiin, kun kulutuskeskittymät sijaitsevat puolestaan maan keskiosissa. Maan pohjoisosien sähköverkko oli alun perin suunniteltu kohtuullisen pientä siirtotarvetta varten, jolloin verkkoa oli vahvistettava stabiilisuuden sekä sähköön laadun säilyttämiseksi. Jos tuulivoimaloiden tuottama energia pystytään kuluttamaan alueen kulutuksessa, on tilanne täysin päinvastainen. Tällöin pystytään välttämään pullonkaulojen muodostuminen sähkövoimajärjestelmässä. (Barth et al. 2008.)

Hajautettu sähköntuotanto voi luoda verkkoyhtiölle mahdollisuuden siirtää verkon vahvistus tai kehittämisinvestointeja tulevaisuuteen, koska verkon jännitetaso paranee tuulivoimatuotannon myötä. Lisäksi sähköasemien päämuuntajakapasiteettia voi vapautua, jolloin mahdollisia sähköasemalaajennuksia pystytään myös siirtämään kohti tulevaisuutta. Hajautetun tuotannon vaikutukset sähköverkon investointikustannuksiin voidaan jakaa kustannuksia vähentäviin sekä kasvattaviin tekijöihin. Investointikustannuksia voidaan saada vähennettyä jakorajamuutosten avulla, kun hajautetun tuotannon avulla voidaan vapauttaa päämuuntajakapasiteettia ja näin helpottaa naapurisähköasemien tilannetta. Johtolähtöjen kapasiteettia voidaan vapauttaa, jos tuotannon kanssa samalle johtolähdölle liittyy myös kulutusta ja nämä korreloivat keskenään. Korrelaatio voidaan toteuttaa myös ohjaamalla lähdön kuormia ja tuotantoyksiköitä tilanteiden vaatimalla tavalla. Lisäksi saarekekäyttö mahdollistaa varasyöttöyhteyksien korvaamisen hajautetulla tuotannolla. (Repo 2010.) Investointikustannukset saattavat myös kasvaa hajautetun tuotannon kytkemisen myötä. Tilanteesta esimerkki on uuden sähköaseman rakentaminen, kun jakelualueelle on suunnitteilla merkittävän kokoinen tuulivoimahanke. Vikavirtatasot voivat kasvaa, jolloin vahvassa verkossa voidaan joutua korvaamaan katkaisijat uusilla. Tuotannon liittäminen voi vaatia olemassa olevan verkon vahvistamista tai jopa uuden johtolähdön rakentamista. Tuotanto voi aiheuttaa myös muuntokapasiteetin riittämättömyyden keskijänniteverkossa, kun tuotanto kytkeytyy pienjännite-

verkkoon kuin myös keskijänniteverkkotasolla, jos päämuuntajan kapasiteetti ei ole riittävä. (Repo 2010.)

4.2.2 Muuttuvat kustannukset

Muuttuvat kustannukset vaihtelevat toiminta-asteen mukana. Tuulivoimatuotannon muuttuvat kustannukset muodostuvat käyttö- ja kunnossapitokustannuksista, joihin sisältyvät vakuutus-, ennakoidun kunnossapidon, korjaus-, varaosa- sekä hallinnointikustannukset. Näistä vakuutuksien sekä säännöllisen kunnossapidon aiheuttamat kustannukset ovat melko helposti arvioitavissa tuulivoimalan elinjakson ajalta, kun taas varaosien ja korjauksen vaatimien kustannusten arviointi on haastavampaa. Tämä johtuu siitä, että tuulivoimateollisuus on hyvin tuore toimiala. Näin ollen nykyaikaiset turbiinit eivät ole vielä saavuttaneet odotettavaa 20 vuoden elinkaarta. Kokemuksia voidaan tosin saada jossain määrin vanhemmista turbiineista. Euroopan tuulivoimayhdistyksen selvityksen mukaan käyttö- ja kunnossapidon kustannukset korreloivat turbiinien iän kanssa. Näin ollen viiden ensimmäisen takuun alaisen vuoden aikana nämä kustannukset ovat olleet matalat. Kymmenen käyttövuoden jälkeen voivat ensimmäiset suuret korjaukset tulla ajankohtaisiksi. On kuitenkin muistettava, että uudet turbiiniteknologiat ovat kehittyneempiä ja niillä on pidempi teknistaloudellinen pitoaika kuin selvityksessä mukana olleilla turbiineilla. (Krohn et al. 2009.) Voimaloiden käyttöiän mukana kasvavat käyttö- ja kunnossapitokustannukset tulee kuitenkin huomioida ja näin ollen tuottajan onkin hyvä mahdollisuuksien mukaan harkita pitkiä kiinteähintaisia käyttö- ja kunnossapitosopimuksia. Näin voidaan välttyä yllätyksiltä sekä elinjaksokustannusten arviointi helpottuu investointipäätöstä tehtäessä.

Lisäksi tuulivoimatuottajalle aiheutuu muuttuvia kustannuksia sähköverkon osalta. Tuulipuistoon liittyvän hanketoimijan omistaman sähköverkon osalta kustannuksia muodostuu häviöenergiasta sekä verkkovikojen aiheuttamasta tuotannon menetyksestä. Tuottajalle aiheutuu lisäksi siirtokustannuksia julkisten jakelu- ja alueverkkojen osalta. Optimaalisessa tilanteessa tuotannon siirtomaksut perustuvat tuotannon aiheuttamien sähköverkon muuttuvien kustannusten muutokseen. Häviöenergian pienentyessä sähköverkon muuttuvat kustannukset pienentyvät, jolloin siirtomaksu voi olla jopa negatiivinen. Tämä tarkoittaisi käytännössä tuottajalle tuloja julkiseen sähköverkkoon siirrettävästä sähköenergiasta. Häviöiden pienentyminen ei kuitenkaan ole itsestäänselvyys, jolloin siirtomaksujen soveltaminen tuotettuun sähköenergiaan on perusteltua.

Myös julkisen sähköverkon alueella olevat verkkoviat aiheuttavat tuotannon menettämistä hankkeen sisäisen sähköverkon lisäksi. Keskeytysten aiheuttamaa menetettyä tuotantoa voidaan arvioida luotettavuuslaskennan avulla. Tällöin tarvitaan tieto sähköverkon pituudesta, vikaantumistaajuudesta, keskeytystehosta, keskimääräinen vian korjausaika sekä keskeytyksen aiheuttama haitta €/kWh. Laskennassa voidaan huomioida myös mahdollinen tehosta riippuva termi €/kW, joka ei riipu keskeytysten pituudesta. Tällöin keskeytyskustannukset voidaan määritellä yhtälöllä 4.1 (Lakervi & Partanen 2008).

$$K_j = \sum_{i \in I} f_i [a_j + b_j(t_i)t_i] \Delta P_j, \quad (4.1)$$

jossa a on keskeytystehon haitta-arvo €/kW, b on keskeytysenergian haitta-arvo €/kWh, t on keskimääräinen keskeytysaika, ΔP_j on keskeytysteho ja f_i on vikojen lukumäärä, joka saadaan keskimääräisen vikataajuuden ja johto-osan pituuden tulona.

Luotettavuuslaskennassa käytettävän vikataajuuden määrittäminen historiatietoihin perustuen on laskennan lopputuloksen kannalta hyvin tärkeää. Keskimääräiseen vikataajuuteen perustuvan laskennan heikkous on, että sen avulla ei voida huomioida kausittaista vaihtelua vikaantumisen todennäköisyyksissä eikä myöskään yhtäaikaista vikatilanteita ja niiden vaikutusta korjauksen etenemiseen. Laskennan lopputuloksena voidaan kuitenkin määrittää sähköverkon toimitusvarmuutta parantavien investointien kannattavuus.

Verkkovikojen ja työkeskeytysten vuoksi menetettävän tuotannon takia on sähköverkon osalta hyvä tehdä luotettavuustarkasteluja. Niiden pohjalta tulee arvioida toimitusvarmuutta parantavien verkkoratkaisujen, kuten silmukoidun sähköverkon kannattavuutta keskeytyskustannuksissa saatavien säästöjen perusteella.

Tuulivoimatuottajan on ennustettava vuorokausikohtaisesti kunkin tunnin tuotantoteho sääennusteiden pohjalta. Tuulen vaihtelevuus aiheuttaa sen, että tuotannon tarkka ennustaminen on hyvin haastavaa, mutta kehittyneillä ennustemalleilla pystytään antamaan 48 tunnin arvio tuotantotehosta 20 % virhemarginaalilla. Tätä ennustetta pystytään tarkentamaan toimitustunnin lähestyessä.

Sähkön laadulle asetettavien vaatimusten on täyttyvä tuulivoimaa sisältävässä voimajärjestelmässä myös tuulettomina hetkinä. Näin ollen voimajärjestelmä vaatii myös reservituotantoa tilanteisiin, joissa tuulivoimaa ei ole saatavilla. (Purvins et al. 2010.) Tästä syystä sähkövoimajärjestelmän taajuuden ylläpitäminen ennustevirheistä huolimatta edellyttääkin tuotannon lisäämistä tai kulutuksen pienentämistä kullakin tunnilla. Tästä huolehtii Fingrid Oyj säätösähkömarkkinoiden avulla ostamalla tuottajien säätösähkömarkkinoille tekemiä tarjouksia.

Tuulivoimalle ominaisen haastavan ennustettavuuden vuoksi aiheutuu tuulivoimatuottajalle tasesähkökustannuksia, joita voidaan pienentää korjauskaupoilla ja tuotantoennustetta parantamalla. Tuulivoimatuotannon ennustamisessa käytetään aikasarjamalleja, joiden avulla voidaan päästä parempaan tuotantoennusteeseen. (Helander 2007.) Tasesähkökustannuksissa on mahdollista saada säästöjä yhdistämällä useiden tuulipuistojen sähkötaseet. Lähteen Herlander 2007 mukaan 225 - 400 MW kokonaistehoisen tuulivoimatuotannon ennustevirhe pienenee 17,5 %:sta 10%:iin, kun ennustevirheet yhdistetään (Herlander 2007). Tuulivoimatuottaja voi pienentää tasesähkökustannuksiaan myös korjauskaupoilla Elbas-markkinalla, joka on avoinna vuoden jokaisena päivänä. Elbas-markkina sulkeutuu tuntia ennen toimitustunnin alkamista. Käymällä tuntikohtaista kauppaa Elbas-markkinalla tasesähkön tarve pienenee ja näin ollen myös tasehallinnan kustannuksissa on mahdollista saada säästöjä. Tuulivoimatuottajan on mahdollista toteuttaa taseensa hallinta itse tai ostaa tämä palveluna. Tasehallinnan aihe-

uttamaksi tuotetusta sähköenergiasta riippuvaksi kustannustasoksi on syöttötariffin laadinnassa arvioitu 2 €/MWh.

4.3 Investointilaskelmat

Tuulivoimahankkeen elinjakson aikaisen tuloksen määrittämiseksi jaksollisten tuottojen ja kustannusten osalta täytyy soveltaa investointilaskelmia. Niiden avulla eri tekijät tehdään yhteismitalliseksi tarkasteluhetken kanssa. Näin tuotetaan tärkeää tietoa investoinnin kannattavuudesta, mitä tarvitaan investointipäätöksen tekemisessä. Investointilaskelmilla tarkoitetaan laskelmia, joilla määritetään investoinnin edullisuus pitoajan osalta. Investointilaskelmat perustuvat investoinnin kustannuksiin sekä sen aikaansaamiin tuottoihin. Lisäksi tulee arvioida investoinnin pääomatarve sekä hankkia sitä koskevat tiedot. Investointilaskelmien avulla arvioidaan eri keinoja investoinnin kannattavuuden ja rahoituksen parantamiseksi. Näin ollen laskelmien tulosten perusteella voidaan päästä parempaan toteutettavaan ratkaisuun alkuperäiseen suunnitelmaan verrattuna. (Neilimo & Uusi-Rauva 2009.)

Investointilaskelmissa tulee huomioida kvantitatiivisesti useita lähtötietoja. Nämä ovat perusinvestoinnista aiheutuva kertameno, juoksevasti syntyvät tuotot sekä kustannukset, laskentakorkokanta, investoinnin pitoaika tai investointiajanjakso ja investoinnin jäännösarvo pitoajan jälkeen. Näistä perusinvestoinnin arviointiin liittyy kaikkein vähiten epävarmuutta. (Neilimo & Uusi-Rauva 2009.)

Investoinnin vuotuinen nettotuotto saadaan määritettyä vuosittaisten erillistuottojen sekä erilliskustannusten erotuksena. (Neilimo & Uusi-Rauva 2009.) Tuulivoiman tuotannon ennustaminen perustuu tuulimittauksiin sekä voimassa olevaan tuulivoimalla tuotetun sähköenergian syöttötariffiin. Näin ollen voidaan ennakolta arvioida tulevia myyntimääriä. Lisäksi on huomioitava juoksevat kustannukset.

Korolla tarkoitetaan korvausta, joka maksetaan rahan käyttöön saamisesta. Investoinnit toteutetaan osittain vieraalla sekä osittain omalla pääomalla. Omapääoma voidaan kattaa tulorahoituksella tai osakepääoman korotuksella. Puolestaan vieraspääoma on velallisen käyttöön myönnettyä luottoa. Luoton antaja perii antamastaan lainasta tietyn korvauksen, joka määrittää luoton korkokannan. Eri vaihtoehtojen kannattavuutta voidaan vertailla laskentakorkokannan avulla. Lisäksi korkokantaa voidaan pitää investoinnin minimituottovaatimuksena. Laskentakoron avulla voidaan saattaa kaikki pitoajan aikana tapahtuvat eriaikaiset tapahtumat vertailukelpoisiksi keskenään. Näin ollen korkokanta selvittää, kuinka paljon arvokkaampi käsitelty rahamäärä on tänään kuin tietyn ajan kuluttua. (Neilimo & Uusi-Rauva 2009.)

Investoinnin pitoaika määrittää taloudellisen käyttöajan investointikohteelle. Pitoaika voi kuvata investointikohteen fyysistä käyttöikää, jonka jälkeen se on uusittava. Pitoikatarkastelujen pohjana on oletus, että kyseisen ajanjakson jälkeen markkinoille on odotettavissa parempi korvaava hyödyke. Tämä puolestaan tekee hankinnan epätaloudellisuutensa vuoksi nopeammin vanhentuneeksi. Pitoajan päätyttyä investoinnilla

on jäännösarvo. Tällä tarkoitetaan yleisesti hyödykkeen luovutus- tai romutusarvoa, mitkä kuvaavat myyntituloja pitoajan jälkeen. On myös mahdollista, että jäännösarvo on negatiivinen, jos hyödykkeen hävittämisestä tai eroon pääsemisestä joudutaan maksamaan. (Neilimo & Uusi-Rauva 2009.)

4.3.1 Annuiteettimenetelmä

Annuiteettimenetelmässä investoinnin hankintakustannus jaetaan pitoajan vuosille yhtä suuriksi vuosieriksi. Näitä vuosieria kutsutaan annuiteeteiksi. Vuosierät muodostuvat poistoista ja kokokannan mukaisista korkokustannuksista. Investointi on kannattava, kun vuotuinen nettotuotto on vähintään yhtä suuri tai suurempi kuin annuiteetti. Vuotuinen annuiteetti saadaan laskettua, kun kerrotaan investoinnin hankintameno annuiteettitekijällä. Kaavamuodossa tämä voidaan kirjoittaa yhtälön 3.1 mukaisesti (Neilimo & Uusi-Rauva 2009.):

$$\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}, \quad (3.1)$$

jossa i on laskennassa käytettävä korkokanta sekä n on pitoaika.

4.3.2 Nykyarvomenetelmä

Nykyarvomenetelmässä pitoajalta diskontataan tuotot sekä kustannukset nykyhetkeen. Diskonttauksessa käytetty korkokanta kuvaa investoinnilla odotettavaa tuottotasoa. Näin ollen investointi on kannattava, jos tuloksena saatava nykyarvo on positiivinen. Tällöin nettotuotto, johon on lisätty investoinnin jäännösarvo, on suurempi kuin perushankintakustannus. Kun korkokantaa ei käytetä, on investointi kannattava nettotuottojen ollessa vähintään perushankintakustannuksen suuruiset. Tällöin investoidulle pääomalle ei kuitenkaan saada lainkaan tuottoa. Nykyarvo voidaan määrittää kaavan 3.2 avulla (Neilimo & Uusi-Rauva 2009).

$$\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}, \quad (3.2)$$

jossa i on laskennassa käytettävä korkokanta ja n on pitoaika.

4.3.3 Sisäisen korkokannan menetelmä

Sisäisellä korkokannalla tarkoitetaan sitä korkokantaa, jolla laskettaessa investoinnin nykyarvo on nolla. Nettotuottojen nykyarvon on oltava tässä tapauksessa perushankinnan suuruinen. Investointi on edullinen, mikäli sen sisäinen korkokanta on vähintään tavoitteeksi asetetun tuottoprosentin suuruinen. Arvioitaessa investointivaihtoehtoja, voidaan edullisimmaksi arvioida se vaihtoehto, jonka sisäinen korkokanta on suurin. Sisäisen korkokannan määrittämiseen tarvitaan n :nnen asteen yhtälöiden ratkaisemista.

Määrittäminen on mahdollista myös valmiilla laskimella, kuten Excel-
taulukkolaskentaohjelmistolla tai erillisten taulukoiden avulla. (Neilimo & Uusi-Rauva
2009.)

4.3.4 Herkkyysanalyysi

Herkkyysanalyysillä tarkoitetaan investointiin liittyvän epävarmuuden vaikutuksen arvioimista. Investointeihin liittyy riskejä, koska kannattavuuslaskennan lähtötietoihin liittyy aina epävarmuutta. Riskillä tarkoitetaan tulevaisuuteen liittyvää epävarmaa tietämystä. Riskienarviointia tehtäessä tiedetään tulevaisuuden mahdolliset tapahtumat sekä niiden tapahtumisen todennäköisyys. Epävarmuus puolestaan merkitsee sitä, että tulevaisuuden tapahtumien seurauksia ja niiden tapahtumisen todennäköisyyksiä ei tiedetä. Epävarmuuden osalta onkin tärkeää, että se saadaan määriteltyä mahdollisimman hyvin ennen investointipäätöksen tekemistä. Herkkyysanalyysi on epävarmuuden arvioinnin ensimmäinen vaihe. Tällä tavoin tutkitaan, mitkä ovat vaikutukset investoinnin kannattavuuteen muutettaessa yhtä tai useampaa tekijää. Riskienarvioinnin näkökulmasta oleellisia ovat niiden epävarmuuksien arviointi, joilla on negatiivinen vaikutus hankkeen kannattavuuteen. Tämän lisäksi herkkyysanalyysin avulla voidaan tunnistaa ne tekijät, joiden vaikutus kokonaiskannattavuuteen on lopputuloksen kannalta pienin. (Neilimo & Uusi-Rauva 2009.)

5 TUULIVOIMAN VERKOSTOVAIKUTUKSET JA LIITTYMISEHDOT

Sähkönkulutuksen tarpeisiin on tuotettava sähköenergiaa myös tuulettomana aikana. Näin ollen voimajärjestelmä vaatii myös reservituotantoa tilanteisiin, joissa tuulivoimaa ei ole saatavilla (Purvins et al. 2010). Käytännössä tämä tarkoittaa sitä, että esimerkiksi suuren tuotantoyksikön irrotessa verkosta tulee sitä vastaava teho tuottaa jossain muualla. Tuulivoimatuotannon määrän kasvaessa osana sähkövoimajärjestelmää, tulee se vaatimaan rinnalleen reservituotantokapasiteettia. Reservituotantokapasiteetin suuruuteen vaikuttaa se, että tuulivoimalaitokset tullaan rakentamaan hajautetusti. Tällöin maantieteellisesti eri paikoissa olevat tuulivoimalat kompensoivat toisiaan ja tuottavat sähköenergiaa ristiin, jolloin reservitehon tarve on suhteessa pienempi kuin paikallisesti yhteen kohteeseen rakennetun tuulivoimatuotannon yhteydessä. On kuitenkin huomattava, että riittävän tuotantoreservin lisäksi reserviä tulee olla myös siirtoverkon kapasiteetissa. Tätä tarvitaan siirtämään sähköenergia reservivoimalaitoksesta kulutukseen, kun korvattava tuotanto ja reservi sijaitsevat maantieteellisesti etäällä toisistaan. Tällä tavoin taataan tuotetun tehon ja taajuuden oikeellisuuden lisäksi myös käyttövarmuuden säilyminen. Jos verkon siirtokapasiteetti ylitetään, täytyy reservejä käynnistää sillä maantieteellisellä alueella, jonne sähköä siirretään liikaa. (Elovaara & Haarla 2011.)

Loppujen lopuksi tuulivoimaloiden vaikutukset koko voimajärjestelmän kannalta ovat yhtäläiset keskitetysti rakennetuissa suurissa tuulivoimapuistoissa ja hajautetusti rakennetussa tuulivoimatuotannossa, jos tuulivoimaloiden yhteisteho koko voimajärjestelmässä on melko suuri. Tuulivoimatuotannon kohdalla on vaarana, että vian aiheuttaman jännitekuopan seurauksesta tuulivoimatuotantoa irtoaa sähköverkosta, mikä voi aiheuttaa taajuuden laskemisen. Alitaajuus voi aiheuttaa sen, että koko voimajärjestelmä menettää stabiilin toiminnan ja kaatuu. Tästä syystä tuulivoimaloille onkin laadittu vaatimukset verkkoon liittymiseksi. Liittymisehdoista vastaa järjestelmävalmistaja Fingrid Oyj. Tämän lisäksi kantaverkkoyhtiöllä on tuotantoyksikön tyyppiin ja liittymän kokonaistehoon liittyvät vaatimukset, joista riippuu liittymän tekninen toteutusperiaate. Näiden periaatteiden avulla taataan kantaverkon käyttövarmuuden säilyminen, kun tuulivoimatuotannon kokonaismäärä Suomessa kasvaa. Alueverkkoon liitettävässä tuotannossa noudatetaan pääosin tapauskohtaista tarkastelua, jolloin liittymän vaatimukset asetetaan tapauskohtaisesti.

Tuulivoimatuotantoa voidaan liittää voimajärjestelmään moniin erityyppisiin liittymäkohtiin. Liityntä voidaan toteuttaa jakelu-, alue- tai kantaverkkoon. Jakeluverkkoliityntä voi sijaita tuotantoyksikön koosta riippuen yhteisellä johtolähdöllä jakeluverkon kuormituksen kanssa tai omalla johtolähdöllään, joka liittyy myös kuormituksia syöttä-

välle sähköasemalle. Lisäksi jakeluverkkoliittymän osalta on mahdollista, että rakennettavan jakeluverkon alueella ei liity kuin tuottaja-asiakkaita, koska kyseistä jakeluverkkoa varten joudutaan rakentamaan uusi 110/20 kV sähköasema.

5.1 Tuulivoiman liittämisen reunaehdot ja vaikutukset jakeluverkossa

Keskijänniteverkko on perinteisesti suunniteltu sähköenergian siirtämiseksi yhteen suuntaan. Hajautettu sähköntuotanto kuitenkin muuttaa verkon rakennetta ja käyttöä. Näin ollen hajautetulla sähköntuotannolla voi olla vaikutuksia sähkön laatuun. Vaikutusten luonne on tapauskohtaista. Keskeisin sähkön laatuun liittyvä tekijä on jännitteenousu tuotannon liittymispisteessä virran suunnan muutoksen takia. Tämän lisäksi tuotannolla on vaikutus myös vikavirtojen suuruuksiin sekä suuntiin. Kuormitusvirran suunnan muutos aiheuttaa jännitteen nousua sähköverkon pisteessä, johon tuotantoyksikkö on kytketty. Jännitteenousun rajoittamiseksi on olemassa useita keinoja. Näitä käsitellään tarkemmin luvussa 6. Tuulivoimatuotannolla on lisäksi vaikutus sähköverkon suojausperiaatteisiin verrattuna perinteiseen sähköverkkoon, johon on liittyneenä ainoastaan kuluttaja-asiakkaita.

5.1.1 Tuulivoiman vaikutus sähkön laatuun jakeluverkossa

Tuulivoiman aikaansaamia hyviä vaikutuksia voivat olla jakeluverkon oikosulkutehon kasvaminen ja jännitteenaleneman pienentyminen. On myös mahdollista, että sähkön laatu heikkenee. Tässä tapauksessa tuulivoimalat voivat aiheuttaa keskijänniteverkon jännitteen vaihtelua sekä säröä. Vaikutukset riippuvat kytkettävästä tuotantoyksiköstä sekä tapauskohtaisista olosuhteista. Sähkön laatuun vaikuttavat tuulivoimaloiden ominaisuudet on kuvattuna standardissa IEC 61400 - 21. Standardissa on määritelty sähkön laatuun liittyvät ominaisuudet pätö-, lois- ja näennäistehojen sekä virran ja jännitteen nimellisarvojen osalta. Lisäksi standardissa määritetään suurin sallittavissa oleva tuotantoteho eli säätöjärjestelmän asetteluarvo ja suurin mitattu pätöteho 60 ja 0,2 sekunnin keskiarvona. Näiden lisäksi standardissa on huomioitu myös loisteho 10 minuutin keskiarvona pätötehon 10 minuutin keskiarvon suhteen. Edellä mainitut kohdat määritellään tuulivoimaloiden nimellisarvojen perusteella ja ovat mitattavissa tuulivoimaloiden käyttöönottokokeiden yhteydessä. Lisäksi jännitteen vaihtelut ja harmonisille yliaallot ovat huomioituna standardissa määriteltynä sähkönlaatuun liittyvinä ominaisuuksina ja näille on asetettu enimmäisarvot. (Repo et al. 2003.)

Julkisen sähkönjakeluverkon jännitemuutosten raja-arvot määritellään standardissa SFS-EN 50160. Normaaleille käyttöolosuhteille standardissa määritetään, että jakelu-jännitteen 10 minuutin keskiarvoista tulee olla 95 % välillä $U_n \pm 10 \%$. Lisäksi jakelu-jännitteen kaikkien tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvojen tulee olla $U_n + 10 \%$ / -15% . (SFS-EN 50160) Standardi määrittelee normaaleissa käyttöolosuhteissa täytettävät jakelujännitteen ominaisuudet ja reunaehdot, kun tuotantoa ja kulutusta liittyy samalle säteittäisjohdolle. (Sener 2001.) Säteittäisjohdolla tapahtuva suhteellinen jännitteenmuu-

tos voidaan laskea yhtälöllä 5.1. Tulos kertoo jännitetasen suhteellisen muutoksen verrattuna tilanteeseen, kun tuotantoa ei ollut kytkettynä.

$$\frac{\Delta U}{U} \approx \frac{R_k P_n + X_k Q_n}{U^2}, \quad (5.1)$$

jossa P_n on generaattorin nimellispätöteho, Q_n on nimellisloisteho, R_k verkon oikosulkuresistanssi sekä X_k on verkon oikosulkureaktanssi ja U on liittymispisteen pääjännite.

Yhtälöstä 5.1 nähdään, että pätö- ja loistehon ollessa positiivisia, on jännitteen nousu suurimmillaan. Tällöin tehoja syötetään verkon suuntaan. Näin ollen muuttamalla loistehon suuntaa voidaan vaikuttaa jännitteen nousuun. Tavanomaisessa keskijänniteverkossa jännitteensäätö on toteutettu sähköasemalla sijaitsevan päämuuntajan käämikytkimen avulla. Käämikytkimen tarkoitus on säätää sähköaseman kiskojännite oikeaan arvoon. Käämikytkimen toiminta voi perustua kiskojännitteen mittaukseen tai johtolähtöjen kuormitusvirran aiheuttaman jännitteenaleneman huomiointiin. Kuormitusvirtaan perustuva kompondisäätö voi toimia väärin, kun johtolähdölle kytketty tuotantoyksikkö pienentää kuormitusvirtaa. Tällöin käämikytkin pienentää sähköaseman kiskon jännitetasoa. Tästä on puolestaan haittaa johtolähdöille, joille ei ole kytkeytyneenä hajautettua sähköön tuotantoa. Perinteistä sähköaseman kiskojännitteen mittaukseen perustuvaa jännitteensäätöä hajautettu tuotanto ei puolestaan häiritse. (Repo et al. 2003.)

Tuulivoimalat voivat aiheuttaa välkyntää heikoissa sähköjakeluverkoissa. Näin ollen verkon on oltava riittävän vahvaksi mitoitettu tai tuotannon nopeita vaihteluita on rajoitettava, jotta tältä voidaan välttyä. Välkyntä on ilmiö, joka aiheutuu jännitteen nopeista muutoksista. Se on havaittavissa esimerkiksi hehkulamppujen välkkymisenä. Välkyntää aiheuttavat tuulen puuskaisuus, tornin varjo sekä tuulivoimalan pystysuuntainen gradientti. Näiden lisäksi välkyntää aiheuttaa voimaloiden kytkeytyminen verkkoon ja irti verkosta.

Voimalaitoksen verkkoon liittämisen perusedellytys on riittävän jäykkä liittymispisteen oikosulkuteho. Tällä pisteellä tarkoitetaan verkon kohtaa, johon liittyy tuotannon lisäksi kuluttaja-asiakkaita. Pisteestä käytetään nimitystä PCC (point of common coupling). Liitettäessä voimalat riittävän jäykkään verkkoon eivät ne aiheuta liian suurta jännitteen muutosta käynnistyessään tai suurten tehonmuutosten seurauksena. Verkon mitoitusta tarkasteltaessa liittymispisteen oikosulkutehon tulisi olla vähintään yhtälön 5.2 mukainen, koska voimalan aiheuttama jännitteenmuutos liittymispisteessä saa olla standardin mukaan 5 %, mutta yleisenä suunnitteluohjeena käytetään 4 %:n muutosta. (Sener 2001.)

$$S_k \geq 25k_i S_n, \quad (5.2)$$

jossa k_i on tuotantoyksikön käynnistysvirran tai hetkellisen virran suhde nimellisvirtaan, S_k on verkon oikosulkuteho liittymispisteessä ja S_n on tuotantoyksikön nimellisteho.

Puolestaan tuotantoyksikön aiheuttama jännitteenmuutos voidaan likimääräisesti arvioida yhtälön 5.3 avulla (Sener 2001).

$$\Delta U = \frac{k_t S_n}{S_k U_v}, \quad (5.3)$$

jossa U_v on vaihejännite.

Edellä esitettyä mitoitusohjetta voidaan pitää lähtökohtana tilanteessa, jolloin tuotantoyksikkö liittyy myös kulutusta sisältävälle johtolähdölle. Tällöin suurin sallittava jännitteennousu on 4 %. Tilanteessa, jossa tuotanto liittyy omalle johtolähdölleen, voidaan esimerkiksi 5 % jännitteenmuutosta pitää sallittavana. Mikäli tuotanto liittyy suoraan kanta- tai alueverkkoon on tämän liittymispisteen oikosulkutehon oltava puolestaan riittävä tuotannon liittämiseen. Tällöin tuulivoimalat yhdistävässä keskijänniteverkossa jännitteenmuutoksen voidaan sallia olevan vähintään 10 %. Tällöin ei tarvitse huomioida sähkön laadulle standardissa SFS-EN 50160 asetettavia vaatimuksia, jos jakeluverkkoon on liittyneenä ainoastaan tuotantoasiakkaita. Näin ollen oleellista onkin, että jännitemuutokset eivät ole niin suuria, että generaattoreiden suojaukset eivät toimisi ja erottaisivat generaattorit verkosta.

5.1.2 Tuulivoiman vaikutus jakeluverkon suojaukseen

Hajautettu sähköntuotanto aiheuttaa haasteita ja muutoksia sähköverkon perinteisille suojauksille. Suojauksen toiminta voi estyä tai hidastua, koska tuotantoyksiköt voivat pienentää suojareleen havaitsemaa vikavirtaa ja näin ollen estää suojauksen toiminnan tarkoitetulla tavalla. On myös mahdollista, että verkon suojaus toimii tarpeettomasti. Tämä on mahdollista, kun vika on viereisellä johtolähdöllä ja hajautettu tuotanto syöttää vikaan sähköaseman kiskon kautta suuren vikavirran. Tällöin on mahdollista, että hajautettua tuotantoa sisältävän johtolähdön suojaus toimii tarpeettomasti. Sähköaseman kiskovian yhteydessä on mahdollista, että tuotantoyksiköt ylläpitävät vikavirtaa päämuuntajan syöttökatkaisijan toiminnan jälkeenkin. On myös mahdollista, että tuotantoyksiköt irtoavat sähköverkosta muilla johtolähdöillä tapahtuvien vikatilanteiden tai muutosilmiöiden seurauksena. (Kumpulainen & Ristolainen 2006.)

Hajautetulla tuotannolla on myös vaikutus jälleenkytkentöihin. Hajautetut tuotantoyksiköt voivat jatkaa vikavirran syöttämistä vikapaikkaan jälleenkytkennän jännitteetömäksi tarkoitetun väliajan. Tämä voi johtaa jälleenkytkennän epäonnistumiseen. Jos tuotantolaitokset eivät ole irronneet sähköverkosta ennen jälleenkytkentää, voivat nämä pahimmassa tapauksessa ajautua vaiheoppositioon sähköverkon kanssa. Tällöin jälleenkytkennät voivat aiheuttaa transientteja sekä laitevaurioita. (Kumpulainen & Ristolainen 2006.)

Hajautetut tuotantoyksiköt voivat johtaa oikosulkuvirtojen kasvamiseen, mikä voi aiheuttaa muutoksia kytkinlaitteiden ja johtojen mitoituksessa sekä suojauksessa. Lisäksi on mahdollista, että hajautettu tuotanto muodostaa saarekkeen sähköverkkoon. Saa-

rekkeessa osa sähköverkosta on jännitteinen, vaikka johdon pääkatkaisija on toiminut vian seurauksena. Teoriassa on mahdollista, että muodostuu saareke tuotannon ja kulutuksen ollessa yhtä suuria. Tällöin saarekkeen havaitseminen on mahdotonta. Tilanteen muodostuminen ei ole todennäköistä, mutta se voi kuitenkin tulla vastaan. (Kumpulainen & Ristolainen 2006.)

5.1.3 Kantaverkosta otto ja tuulivoiman vaikutukset häviöenergiaan

Jakeluverkko yhtiö hyötyy hajautetun tuotannon tuottamasta sähköenergiasta pienentyvinä kantaverkkomaksuin, kun päämuuntajan takana oleva tuotantoteho ei ylitä saman verkonosan kuormitustehoa (Repo et al. 2005b). Tässä tilanteessa kanta- tai alueverkosta otto pienenee tuotetun sähköenergian verran, jos häviöt jakeluverkon alueella eivät tuotannon vaikutuksesta muutu. Mikäli alueellinen kuormitus on pieni, tilanne muuttuu. Tällöin tehon suunta on jakeluverkosta kanta- tai alueverkkoon. Käytännössä kyseinen tilanne on mahdollinen haja-asutusalueilla, joissa kuormitus on vähäistä ja tuotantomuotona hyödynnetään tuulivoimaa. (Repo et al. 2005b.)

Taulukko 5.1. Kantaverkkopalvelumaksut vuonna 2012 (Fingrid 2011a).

Yksikköhinnat €/MWh	2012
Kulutusmaksu, talvi	3,48
Kulutusmaksu, muu aika	1,74
Kantaverkosta otto	0,80
Kantaverkkoon anto	0,50

Taulukon 5.1 sisällöstä huomataan, että tuotanto pienentää jakeluverkkoyhtiön kuormitusmaksuja, kun kantaverkosta jakeluverkkoon siirretty sähköenergian määrä pienenee. Mikäli jakeluverkko on liitoksissa alueverkkoon, maksaa tämä ainoastaan alueverkkomaksun. Tällöin alueverkkoyhtiö vastaa kantaverkkomaksuista oman rajamittauksensa perusteella.

Hajautetulla tuotannolla on vaikutus jakeluverkon häviöihin. Keski-jänniteverkon johtolähdölle liittyvän tuotantoyksikön tapauksessa jakeluverkon häviöiden muutos riippuu monesta tekijästä. Vaikuttavat tekijät ovat tuotantotehon suuruus, johtolähdölle tuotannon lisäksi liittyvien kuormitusten suuruudet ja sijainti tuotantoyksikköön nähden sekä ajallinen korrelaatio kulutuksen ja tuotannon välillä. Näiden lisäksi myös johtolähdön johdinpaksuus vaikuttaa häviöiden muodostumiseen. Jakeluverkon häviöenergia kasvavat aina, kun tuotantoyksikkö liitetään omalle kuormattomalle johtolähdölle. (Repo et al. 2005b)

5.2 Tuulivoimatuotannon liittäminen kantaverkkoon

Suomen kantaverkkoon kuuluvat 400 kV ja 220 kV jännitteiset johdot muuntajineen sekä tämän lisäksi noin puolet 110 kV:n verkosta. Suomen kantaverkon omistaa Fingrid

Oyj. Loput Suomen 110 kV:n verkosta on Fortum Oy:n, Vattenfallin tai kunnallisten alueverkkoyhtiöiden tai suurten sähkökuluttajien omistuksessa. (Elovaara & Haarla 2011.)

Uudet liittynät kantaverkkoon toteutetaan tapauskohtaisen arvioinnin perusteella. Tällä tarkoitetaan sitä, että kokonaisuus otetaan liittynän suunnittelussa aina huomioon, millä pyritään takaamaan liittynän ja ympäröivän voimajärjestelmän käyttövarmuus. Näiden lisäksi myös liittynän käyttämisen on oltava turvallista ja myös ympäröivän verkon käytettävyys on turvattava. (Parviainen 2011.)

Suomen kantaverkko on tarkoitettu lähtökohtaisesti maankattavaksi rengaskäyttöiseksi siirtoverkoksi. Näin ollen kantaverkkoon liittyvä kulutus eli jakeluverkkoyhtiöt sekä tuotanto liittyvät ensisijaisesti kantaverkon solmukohdissa oleville kytkinlaitoksille. Näin ollen kytkinlaitosten väliset voimajohdot ovat tarkoitettu varmistamaan sähkönsiirto kytkinlaitosten välillä eri tilanteissa. Tällä pyritään takaamaan verkon käyttövarmuus ja hallitsemaan verkon siirtokapasiteetti ja erilaiset siirtotilanteet paremmin. Kantaverkon 110 kV kytkinlaitoksille voidaan teknistaloudellisista syistä liittää enintään 200 - 250 MVA liittynät. Tätä suuremmat liittynät tulee puolestaan toteuttaa kantaverkon 400 kV kytkinlaitoksille. (Parviainen 2011.)

Kantaverkon 110 kV rengaskäyttöisten voimajohtojen keskimääräinen pituus on 43 km ja näiden siirtokapasiteetti on puolestaan keskimäärin noin 250 MW. Tämä tarkoittaa käytännössä sitä, että siirtoetäisyydet Suomessa ovat pitkiä ja kytkinasemat harvassa. Näin ollen kantaverkkoon sallitaan teknistaloudellisista syistä enintään 5 MVA tah-tigeneraattorilla varustetun voimalaitoksen liittäminen suoraan voimajohdolle. Tämän lisäksi voimajohdolle voidaan liittää 25 MVA voimalaitos, jonka oikosulkuvirta on korkeintaan 1,2-kertainen voimalaitoksen nimellisvirtaan nähden. Käytännössä tämä tarkoittaa tuulivoimahanketta, jonka tuotantoyksiköiden tuotantoteho syötetään sähköverkkoon vaihtosuuntaajan välityksellä. Mikäli edellä esitetyt ehdot eivät tuulivoimahankkeen osalta täyty, tulee se liittää olemassa olevalle kytkinlaitokselle tai tarvittaessa sitä palvelemaan on rakennettava uusi kytkinlaitos. (Parviainen 2011.)

Tuulivoiman liittämiseksi 110 kV alueverkkoihin ei ole olemassa vastaavaa tehomääräistä rajatehoa, jonka jälkeen tuulivoimahankkeelle on rakennettava uusi kytkinlaitos. Näin ollen alueverkon suunnittelussa jokainen tuulivoimahanke arvioidaan erikseen ja määritetään menetelmä, jolla hanke voidaan liittää osaksi sähkövoimajärjestelmää.

5.3 Tuulivoimaloiden järjestelmätekniset vaatimukset ja liittymisehdot

Tuotantoyksikön liittymissopimuksessa sovitaan tuotantoyksikön ja voimajärjestelmän omistus- ja vastuurajat, käyttö- ja kunnossapitovastuut sekä käyttöoikeudet. Näiden lisäksi liittymissopimuksessa määritellään aikataulu, jolla liityntä tulee olla käyttöönotettavissa niin liittyjän kuin verkonhaltijankin vastuualueiden osalta. Liittymissopimuksen

liitteenä ovat myös liittämisehdot, joissa määritellään yleiset tekniset vähimmäisvaatimukset laitteistojen liittämiseksi sähköverkkoon. Tuulivoiman liittämisehdot ovat osa pohjoismaista Nordic Grid Codea, jossa määritellään järjestelmävastaavia ja verkkoon liittyviä voimalaitoksia koskevat toimintaperiaatteet (Fingrid 2011b). Liittämisehdoissa määritellään muun muassa vaatimukset voimalaitosten pätö- ja loistehon säädölle, loistehokapasiteetille, mitoitusjännitteelle ja -taajuudelle sekä verkkohäiriöiden aikaisille käyttöominaisuuksille (Fingrid 2011b).

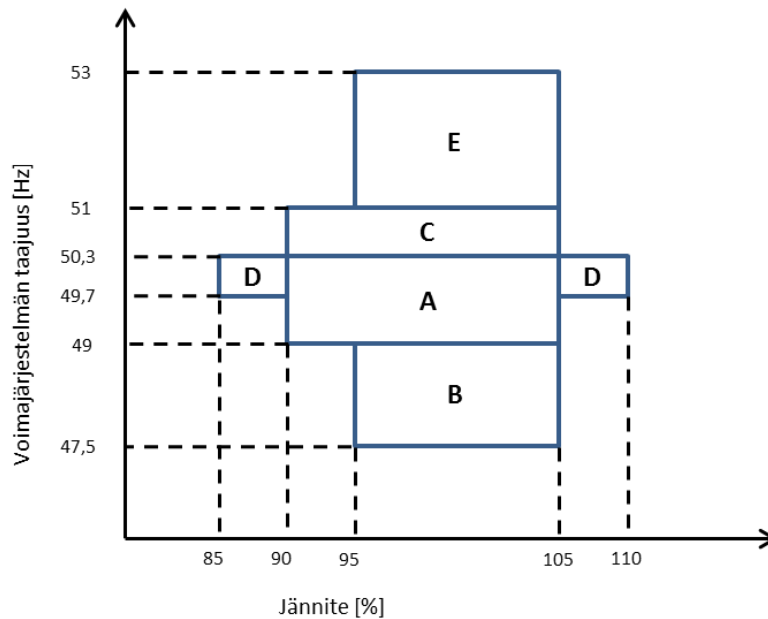
Tuulivoimalaitoksille asetettavat järjestelmätekniset vaatimukset määritellään voimalaitosten järjestelmäteknisten vaatimusten VJV2007 liitteessä. Tämä liite on tullut voimaan joulukuussa 2011, jolloin VJV2007 vaatimukset on päivitetty koskettamaan 0,5 - 10 MVA tuotantoyksiköitä. Aikaisemmin vaatimuksissa on määritelty ainoastaan yli 10 MVA tuotantoyksiköiden vaatimukset kantaverkkoliityntöjen osalta. Päivitettyjä vaatimuksia tulee noudattaa kantaverkkoliityntöjen lisäksi myös jakeluverkkoverkkoliityntöjen kohdalla. Fingridin 110 kV voimajohtoihin liittyvien jakeluverkkojen kohdalla jakeluverkonhaltijan tulee vastata siitä, että järjestelmätekniset vaatimukset tulevat täytetyksi vaaditulla tavalla. (Fingrid 2011b.)

5.3.1 Referenssipisteen määrittely

Vaatimuksissa määritellään referenssipiste, jossa asetetut vähimmäisvaatimukset on täyttyttävä. Referenssipisteestä käytetään myös termiä Point of Common Coupling (PCC). Referenssipiste määritellään siten, että pisteen jälkeisessä sähköverkossa ei sijaitse kuin järjestelmäteknisten vaatimusten mukaisesti määriteltyjä tuulivoimaloita. Näin ollen referenssipisteen sijainti riippuu siitä, miten tuotantoyksiköt liittyvät sähkövoimajärjestelmään. Tämä tarkoittaa sitä, että jakeluverkkoon liittyvälle alle 0,5 - 10 MVA:n tuulivoimatuotannolle referenssipiste määritellään tuulivoimalan KJ/PJ muuntajan yläjännitepuolta vastaavaan pisteeseen. Tällöin referenssipiste on tuotantoyksikkökohtainen. Kokonaisteholtaan yli 10 MVA:n tuulivoimatuotannon referenssipiste määritellään voimaloiden KJ-puolta lähimpään jokaiselle tuotantoyksikölle yhteiseen sähköiseen pisteeseen. Käytännössä se voi olla esimerkiksi tuulivoimapuiston sisäisen sähköverkon kokoamisasteessa olevalla erotinasemalla. Tämän menetelmän soveltaminen on suositeltua alle 10 MVA:n kokonaistuotannon tapauksessa, jos tuotantoyksiköitä on yli kolme kappaletta. Liityttäessä 110 kV voimajohdolle referenssipiste sijaitsee SJ/KJ muuntajan yläjännitepuolta vastaavassa sähköisessä pisteessä. (Fingrid 2011c.)

5.3.2 Mitoitusjännite ja -taajuus

Keskeisimmät mitoitusjännitettä ja taajuutta koskevat edellytykset, jotka tuulivoimaloiden tulee täyttää, ovat esitettynä kuvassa 5.1. Poikkeavaan jännitteeseen ja taajuuteen liittyvät vaatimukset ovat voimassa samojen periaatteiden mukaisesti sekä 0,5 - 10 MVA:n tuulivoimalaitoksille että yli 10 MVA:n kokonaisuuksille. (Fingrid 2011b.)



Kuva 5.1. Jännitettä ja taajuutta koskevat järjestelmävaatimukset (Fingrid 2011b).

Kuvaan 5.1 merkityille toiminta-alueille asetetut vaatimukset ovat koottuna taulukoon 5.2. Kuvassa 5.1 esitettyjen toiminta-alueiden ulkopuolella tuulivoimaloiden tulee jatkaa toimintaansa teknologin sallimissa rajoissa. Välitön irtikytketyminen sähkövoimajärjestelmästä ei ole näin ollen sallittua. (Fingrid 2011b.)

Taulukko 5.2. Jännitteelle ja taajuudelle asetetut vaatimukset (Fingrid 20011b).

A: Normaali jatkuva käyttö, jolloin ei sallita jännitteestä ja/tai taajuudesta aiheutuvaa tai loistehotuotannon alentumista

B: Käytön tulee olla keskeytymätöntä vähintään 30 min. Tehonalenema on sallittua niin, että 49 Hz taajuudella alenema saa olla 0 % ja 47,5 Hz taajuudella 15 %. Näiden rajojen välissä alenema määritellään lineaarisesti rajataajuuksilla sallittavien arvojen perusteella.

C: Käytön tulee olla keskeytymätöntä vähintään 30 min. Tilanne saa esiintyä enintään 10 tuntia vuodessa.

Tällöin sallitaan 10%:n tehonalenema, joka ei saa vaikuttaa tuotantotehon palautumiseen, kun taajuus palautuu alle 50,3 Hz:n tason.

D: Käytön tulee olla keskeytymätöntä vähintään 60 min. Pätötehon sallitaan alenevan 10 % maksimista.

E: Käytön tulee olla keskeytymätöntä vähintään 3 min. Tällöin sallitaan tuotantotehon voimakas aleneminen.

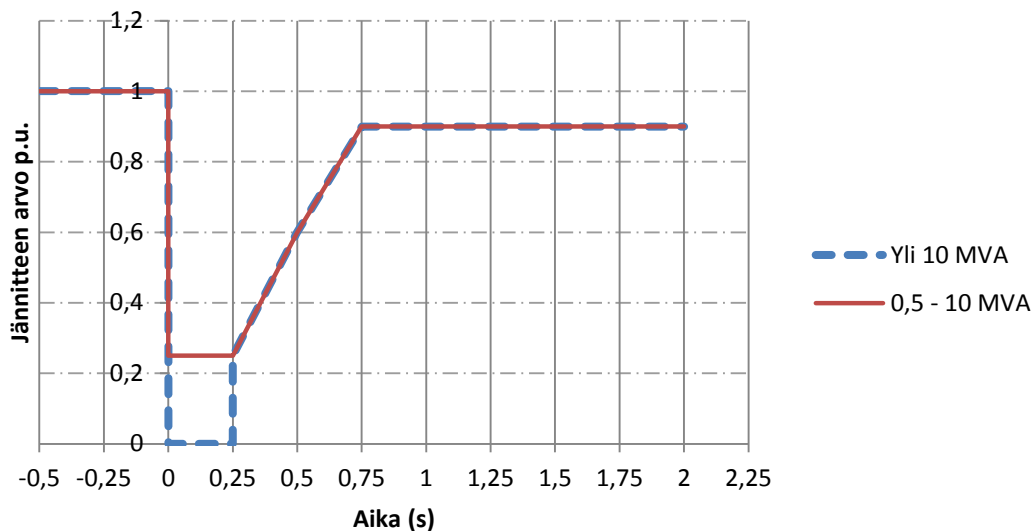
5.3.3 Lähivikavaatimukset

Tuulivoimaloiden tulee pystyä jatkamaan toimintaansa yhteispohjoismaisen voimansiirtoverkon mitoittavien vikatilanteiden aikana sekä niiden jälkeen. Tuulivoimalaitokset eivät saa kuitenkaan välittömästi irrota sähköverkosta alijännitereleen toiminnan seurauksena. Voimaloiden onkin jatkettava toimintaansa niissä rajoissa, jotka voimalaitosten teknisten edellytysten puitteissa ovat mahdolliset. Yli 10 MVA:n tuulivoimalaitoksien

alijännitereleiden asettelut tuleekin toimittaa Fingridille järjestelmäteknisissä vaatimuksissa määritellysti. (Fingrid 2011b.)

Häiriötilanteen jälkeen tuotantoyksiköiden tulee palauttaa vikaa edeltänyt tehotaso niin nopeasti kuin se on vain mahdollista. Yli yhden sekunnin viiveet tehonpalautuksessa onkin hyväksyttävä Fingridillä, minkä lisäksi tehonpalautuksen mahdollinen riippuvuus referenssipisteen jännitteestä tulee dokumentoida ja toimittaa Fingridille.

Kuvassa 5.3 on esitetty jännitekuoppa, joka tuulipuiston tai voimalan on kestävä irtoamatta verkosta. Jännitekuoppa kuvaa pääjännitteen suuruutta tuulivoimaloiden referenssipisteessä. Yli 10 MVA:n tuulipuiston referenssipisteen jännite voi olla nolla 250 millisekunnin ajan. Käytännössä voimalan generaattorin liittimissä jännite on kuitenkin korkeampi johtuen blokkimuuntajan ja verkon impedansseista. Alle 10 MVA tuulivoimapuiston tulee kestää puolestaan 0,25 p.u. suuruinen jännitekuoppa irtoamatta sähköverkosta. Voimalaitosten toiminta jännitekuoppien yhteydessä tulee todentaa Fingridille. Yli 10 MVA:n tuulivoimakokonaisuuksien yhteydessä sovellettavasta menettelystä onkin sovittava erikseen Fingridin kanssa. Vaatimukset ovat 0,5 - 10 MVA:n tuotantolaitosten kohdalla turbiinikohtaiset, jolloin todentamiseen riittävät tehdas- tai vastaavien testien tulokset. (Fingrid 2011b.)



Kuva 5.3. Jännitekuoppa, joka tuulivoimaloiden tulee kestää irtoamatta verkosta (Fingrid 2011b).

5.3.4 Loistehokapasiteetti

Tuulivoimaloiden järjestelmäteknisissä vaatimuksissa määritellään edellytykset loistehokapasiteetille. Tuulivoimalaitosten tulee pystyä tuottamaan ja kuluttamaan loistehoa määritellyssä referenssipisteessä. Tarvittaessa erillisiä kompensointilaitteita loistehovaatimusten täyttämiseksi, tulee näiden hyödyntäminen hyväksyttää paikallisella verkonhaltijalla. Lisäksi yli 10 MVA kokonaisuuksien kohdalla, tulee hyväksytys tehdä myös Fingridillä. Tehokertoimelle asetettavat vaatimukset ovat voimassa toiminta-alueella,

jonka rajaavat tuotantoyksikön minimi- ja maksimitehot. Alle 10 MVA:n tuotantolaitosten loistehokapasiteettivaatimuksena on, että tehokertoimen tulee olla enintään 0,995 ind, kun sähköverkon taajuus on välillä 90 - 100 % nimellisestä. Mikäli verkkojännite on välillä 100 - 105 %, tulee tehokertoimen olla enintään 0,995 kap. Yli 10 MVA:n tuulivoimatuotannolla tehokertoimen tulee olla enintään 0,95 ind, kun verkon jännite on alueella 90 - 100 % nimellisestä. Verkkojännitteen ollessa välillä 100 - 105 % nimellisestä tulee tehokertoimen olla enintään 0,95 kap. Näiden yli 10 MVA:n kohdalle asetettavien vaatimusten täyttyminen on osoitettava suunnitteluvaiheessa laskelmilla, jotka tulee toimittaa Fingridille. (Fingrid 2011b.)

5.3.5 Loisteho- ja jännitesäätö

Tuulivoimaloiden automaattisen loisteho- ja jännitesäädön avulla toteutetaan portaaton säätö referenssipisteeseen syötettävän ja otettavan loistehon määrälle. Alle 10 MVA:n tuulivoimatuotannon tulee kyetä vähintään joko vakio-loistehosäätöön tai vakio-tehokerroinsäätöön. Vakio-loistehosäädön avulla ohjataan referenssipisteeseen syötettävää tai otettavaa loistehon määrää. Ohjauksen tulee olla mahdollista vähintään 1 MVar:n portaissa vaatimusten mukaisen loistehokapasiteetin puitteissa. Vakio-tehokerroinsäätö tarkoittaa sitä, että tuotantoyksikön loistehoa säädetään tuotettavan pätötehon funktiona. Tällöin referenssipisteen tehokerroin säilyy vakiona. Tehokertoimen säätö tulee olla mahdollista 0,01 yksikön askelissa vaatimusten mukaisella tehokerroinalueella. Tuotantoyksiköllä voi olla myös vakiojännitesäädön mahdollistava ominaisuus. Tällä tarkoitetaan sitä, että tuulivoimalalla voidaan ohjata loistehostatiikan puitteissa referenssipisteen jännitteen arvoa. Tämä tulee olla aseteltavissa 0,01 p.u. tai 1 kV:n portaissa. Jos alle 10 MVA:n tuulivoimalla on useampi kuin yksi loistehon säädön tai vakiojännitesäädön toiminnallisuus, tulee verkonhaltijalla olla mahdollisuus hyödyntää ominaisuutta voimalaitoksen tuottaessa pätötehoa sähköverkkoon. Yli 10 MVA:n tuulivoimaloilta edellytetään kaikkia edellä esitettyjä loisteho- ja jännitesäädön ominaisuuksia. Tuulivoimaloiden loisteho- ja jänniteensäädön toiminnallisuudet todennetaan käyttöönottokokeiden yhteydessä tehtävillä mittauksilla. (Fingrid 2011b.)

5.3.6 Sähköntuotannon verkkopalvelu- ja liittymisehdot

Energiateollisuus ry on laatinut liittämisehdot tuotannon liittämiseksi sähkönjakeluverkkoihin. Nämä ovat sähköntuotannon verkkopalveluehdot TVPE 11 ja sähköntuotannon liittymisehdot TLE11. Sähkönjakeluverkoksi määritellään verkot, joiden nimellinen jännitetaso on alle 110 kV. Jakeluverkkojen liittymisehtoja on noudatettava kaikkien tuotantoyksiköiden yhteydessä, jos ne pystyvät syöttämään sähköä yleiseen sähkönjakeluverkkoon. Tämän lisäksi tuottajan on laadittava verkkopalvelu- ja liittymissopimus jakeluverkkoyhtiön kanssa. Kun sähkönkäyttöpaikalle liittyvä tuotantolaitteisto toimii rinnan jakeluverkon kanssa, tulee tuotannon verkkopalveluehdoista sopia verkkopalveluehtojen TVPE11 mukaisesti. Sähkönkäyttöpaikoissa joissa jakeluverkkoon

siirretään markkinoille sähköä, jota ei myydä markkinoille, noudatetaan tuotannon liittymisehtoja TVPE11 soveltuvilta osiltaan. Tällöin on sähkönkäyttöpaikan haltijan sekä verkonhaltijan laadittava keskinäinen sopimus.

Verkonhaltijoilla on lisäksi tuottaja-asiakkaita varten laadittuja ohjeistuksia, joissa käsitellään tuotantoyksiköiden verkkoon liittämisen vaatimukset. Kyseisissä ohjeistuksissa käsitellään asioita, jotka asiakkaan on huomioitava suunnitellessaan tuotantolaitteiston verkkoon kytkemistä ja hankintaa. Lisäksi ohjeistuksessa esitetään vaatimukset, jotka riippuvat tuotantolaitteiston liittymän rakenteesta. Liityntä voidaan toteuttaa niin, että tuotanto on jatkuvasti erossa yleisestä jakeluverkosta tai vaihtoehtoisesti tuotanto voi toimia rinnan yleisen jakeluverkon kanssa. Liittymän toteutuksesta riippuen asetetaan tuotantoyksikölle vaatimukset muun muassa suojauksen, tehokertoimen ja suurimman mahdollisen jännitteenmuutoksen osalta. Lisäksi voimalaitoksille asetetaan vaatimukset yliaaltovirtojen sekä välkynnän häiritsevyys indeksien osalta.

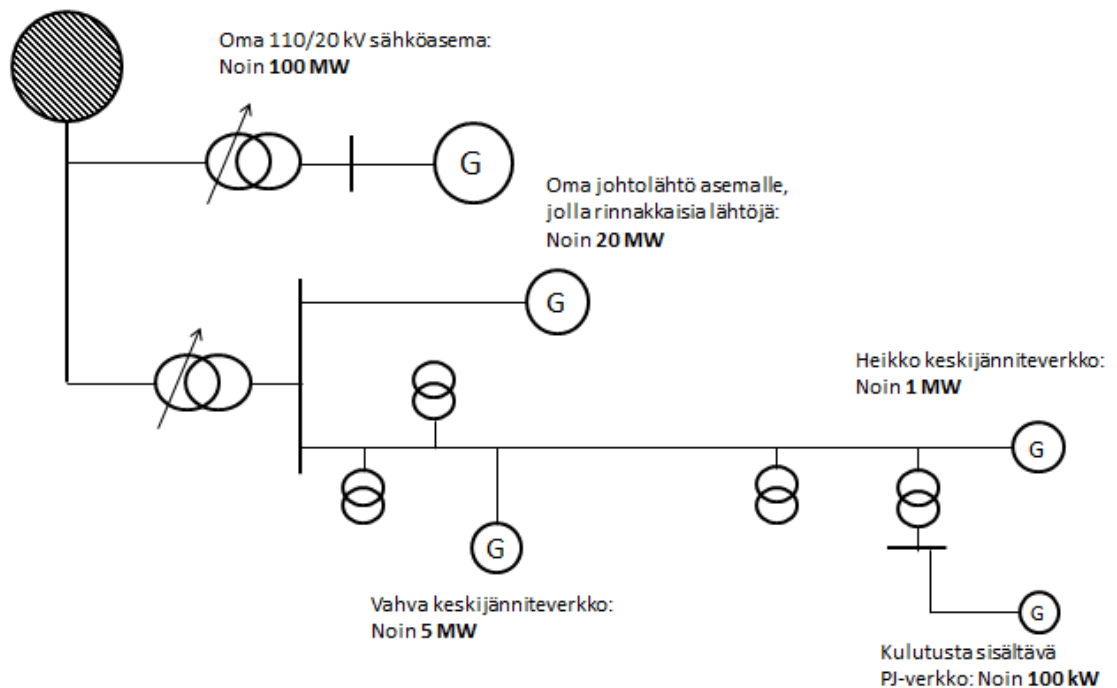
Taulukossa 5.3 on esitettyä Fortum Sähkönsiirto Oy:n tuotannon liittämisohjeistuksessa esitetty tuotantoyksiköiden jaottelu. Jaottelun mukaan tuotantoyksiköt jaetaan viiteen liittymisloukkaan, joilla on vaatimuksensa. Lisäksi taulukkoon on koottu kunkin luokan kohdalla sovellettavat sopimusehdot. (Fortum 2010.)

Taulukko 5.3. Tuotantolaitteistojen luokittelua koskevat jaotteluperiaatteet (Fortum 2010).

			Luokka	Rinnan- käynnin esto	Tahdistus	Yhteen- sopivuus- ehdot	Yksin- syötön esto	Sopi- mus- ehdot
Yleisestä jakeluverkosta erossa käyvät tuotantolait- teistot	Rinnankäyttö estetty mekaani- sella kytkimellä		Lk 1	x	-	-	-	LE05 VPE05
	Rinnankäyttö rajoitettu auto- maattisella syötönvaihdolla (kork. 5 s)		Lk 2	x	x	-	-	LE05 VPE05
Yleisen jakelu- verkon kanssa rinnankäyvät tuotantolait- teistot	Sähkön siirto jakeluverkkoon estetty		Lk 3a	-	x	x	x	LE05 VPE05
	Sähkön siirto jake- luverkkoon sallittu	Tuottaja ei saa korvausta verk- koon siirtyneestä sähköstä (vain pienet mikroge- neraattorit)	Lk 3b	-	x	x	x	LE05 VPE05
		Tuottaja myy sähköä muulle sähkökaupan markkinaosa- puolelle	Lk 4	-	x	x	x	TLE05 TV- PE05

6 TUULIVOIMA SÄHKÖVOIMAJÄRJESTELMÄN KEHITTÄMISESSÄ

Yleissuunnitteluprosessissa kerätään suunniteltujen tuulivoimalaitosten verkkoon liittämisvaihtoehtoista. Näiden tietojen pohjalta määritetään alustava liittymispiste tuulivoimatuotannolle. Se on sähköverkon piste, jossa tuottajan verkko liittyy julkiseen sähköverkkoon. Liittymän suunnittelulle on olemassa tekniset ja taloudelliset reunaehdot. Tekniset reunaehdot koostuvat muun muassa jännitteen laatuvaatimuksista, komponenttien termisestä kestoisuudesta, oikosulkukestoisuudesta, suojauksen toiminnasta sekä luotettavuusvaatimuksista. Teknisesti toteutettavissa olevia vaihtoehtoja liittymän rakentamiseksi voi olla olemassa useita. Toteutettavassa ratkaisussa on pyrittävä kokonaiskustannusten minimointiin kaavan 6.1 mukaisesti. Lisäksi maankäyttöön ja kaavoitukseen liittyvät seikat voivat asettaa reunaehdoja johtoreittien ja sähköasemien sijoittamiselle. (Repo 2010.) Kuvassa 6.1 on esitettyä kuinka suurilla tuotantotehoilla voidaan liittää kullekin sähkövoimajärjestelmän jännitetasolle. Luvut ovat suuntaa-antavia, koska verkon siirtokyvyn todellinen vahvuus ratkaisee lopullisen tilanteen. Oleellista on tarkastella koko syöttöketjua aina syöttävästä verkosta, päämuuntajan kautta valittua keskijännitejohdinta myöden hankealueelle. Tämän toimitusketjun ominaisuudet vaihtelevat merkittävästi paikkakohtaisesti. Tapauskohtaisten ominaisuuksien takia ei voida määrittellä yksiselitteisiä etäisyyksiä, joilla alla esitetty tehomäärät olisivat liitettävissä.



Kuva 6.1. Tuulivoimaloiden liittäminen sähkövoimajärjestelmään (Mäki 2011).

Keskeistä liittymispisteen määrittämisessä on, että tuotantoyksikkö ei saa aiheuttaa häiriöitä muille kuluttaja- tai tuottaja-asiakkaille tai koko sähkövoimajärjestelmän käytövarmuudelle. Kuten kuvasta 6.1 nähdään, voidaan pienjänniteverkkoon liittää joidenkin satojen kilowattien suuruisia tuotantoyksiköitä. Keskijänniteverkkoon puolestaan on mahdollista liittää useita megawatteja riippuen johdon rakenteesta. Rannikkoalueiden suuret tuulipuistot vaativat kuitenkin käytännössä aina uuden sähköaseman rakentamista, jolloin tuotanto liittyy kanta- tai alueverkkoon. Kullekin jännitetasolle liitettävissä oleva tuotanto täytyy lopulta arvioida verkon todellisten ominaisuuksien perusteella. Tästä syystä ei tehorojoja voida määrittää yleispätevästi.

Tuulivoimaloiden tuotantotehon vaihtelujen tunteminen mahdollistaa verkostovaihtuusten tarkemman analysoinnin. Tuotantoyksiköille voidaan määrittää tuotantokäyrät keskimääräisten olosuhteiden perusteella. Tuotantokäyrien avulla pystytään määrittämään keskimääräiset vuosi- ja vuorokausirytmät, mutta poikkeamat näistä voivat olla hyvin suuria. Tuotantoyksiköiden liittämisessä voidaan hyödyntää myös suoraan viivaista pahimman mahdollisen tilanteen menetelmää tai tilastollisuuteen perustuvaa arviointia. (Repo 2010.)

6.1 Tuulivoima sähköjakeluverkon pitkän tähtäimen suunnittelussa

Sähköverkon komponenttien useiden vuosikymmenten mittainen teknistaloudellinen pitoaika korostaa pitkätähtäimen suunnittelun merkitystä. Suunnittelun jokaisessa vaiheessa pyritään minimoimaan kokonaiskustannukset tekniset vaatimukset täyttävän ratkaisun elinkaaren ajalta. Sähköverkon kokonaiskustannukset muodostuvat investointi-, häviö-, keskeytys sekä ylläpitokustannuksista. Kokonaiskustannusten optimointi voidaan esittää edellä esitettyjen kustannusten nykyarvon minimointitehtävänä. (Lakervi & Partanen 2008.) Tämä on esitetty yhtälöllä 6.1.

$$\min \int_0^T (K_{inv}(t) + K_{häv}(t) + K_{kesk}(t) + K_{kun}(t)) dt \approx$$

$$\min \sum_{t=1}^T [K_{inv}(t) + K_{häv}(t) + K_{kesk}(t) + K_{kun}(t)] \quad (6.1)$$

Edellä esitetty kustannusten nykyarvon minimointitehtävä on laadittu verkkoyhtiön näkökulmasta. Ajatusmalli voidaan soveltaa myös tuottajan näkökulmasta laadittavaan tarkasteluun. Tuottajan näkökulmasta kokonaiskustannukset sähköverkon elinkaaren ajalta muodostuvatkin investointi-, häviö-, siirto- sekä keskeytysten takia menetetyn tuotannon aiheuttamista kustannuksista.

Laadittaessa esiselvitystä tuulivoimahankkeen toteutettavuudesta, tulee olla mahdollisimman varhaisessa vaiheessa yhteydessä alueella toimivaan verkonhaltijaan. Näin varmistetaan että, tuulivoimahanke voidaan liittää osaksi verkkoyhtiön yleissuunnitelmaa. Yleissuunnitelmassa voidaan tarpeen ollen huomioida tuulivoimaloiden sijainti, lukumäärä, koko ja tyyppi, kun verkkoyhtiö määrittää pitkätähtäimen investointistrategiaa.

giaansa. Näin voidaan löytää synergiaetuja, jolloin investoinnit voivat palvella sekä verkonhaltijaa että tuottajayhtiötä. Tämä voi vaikuttaa verkkoliittynnän tuottajalle aiheuttamiin investointikustannuksiin, mikäli esimerkiksi rakennettava sähköasema palvelee tuottajan lisäksi myös muita verkkoyhtiön asiakkaita. Näin ollen arvio suunnitellun tuulivoimahankkeen aikataulusta on tarpeellista ilmoittaa myös verkkoyhtiöille, sillä sähköjakeluverkolle on järkevää pyrkiä luomaan investointistrategia, jonka mukaan verkko rakennetaan kerralla valmiiksi palvelemaan alueen tarkoitusta.

Sähköjakelujärjestelmän kokonaisoptimointi tuotannon ja rakennettavan siirtokapasiteetin osalta ei ole itsestään selvää. Tähän on johtanut sähkömarkkinoiden vapautuminen, jonka myötä tuotanto ja jakelu ovat toisistaan eriytettyjä toimintoja. Näin ollen vaaditaankin yhteistoimintaa tuotanto- ja jakeluyhtiöiden sekä kaavoituksesta vastaavan viranomaisen välillä. (Repo et al. 2005b.) Kaavoituksessa on potentiaalisimmat tuulivoimatuotantoon soveltuvat alueet huomioitu maakuntakaavoja laadittaessa. Maakuntakaavoissa on merkittynä alueita, jotka ovat varattu energiantuotannolle. Myös energian jakelemiseksi tarvittavien sähköjohtojen reitit tulisi olla merkittynä maakuntakaavaan. Maakuntakaavoissa potentiaaliset tuotantoalueet ovat rajattu käsittämään vain suuret vähintään 10 turbiinille soveltuvat hankealueet (Klap et al. 2011).

Yhteistoiminta sidosryhmien välillä jo varhaisessa tehostaisi potentiaalisimpien alueiden etsintää. Yhteistoiminta voidaan toteuttaa yhdistämällä tuuliatlaksen tuulisuus-tiedot, tiestötiedot sekä sähköverkkotiedot samaan karttatietojärjestelmään. Näin pystyttäisiin valitsemaan potentiaalisimpien alueiden joukosta toteutuskelpoisimmat. Lisäksi viestintä sidosryhmien välillä olisi avointa jo hankekehityksen alkuvaiheessa. (Repo 2010.)

Tuulivoimatuotannolle potentiaalisia maantieteellisiä alueita on kuitenkin suuri määrä. Näin ollen tämä asettaa haasteen kyseisten seutujen sähköverkon investointistrategian määrittämiselle. Tämä tarkoittaa käytännössä sitä, että edes potentiaalisimpien kohteiden osalla tulevia liittymiä ei pystytä ennakoimaan. Tästä syystä hankkeiden huomiointi verkostostrategiassa tapahtuukin tällä hetkellä hankekohtaisesti. Tilannetta korostaa entisestään hankkeiden toteutumisen epävarmuus. Lisäksi on mahdollista, että suunnitteilla oleva liittymisteho on niin suuri, että sen kytkeminen keskijänniteverkkoon on taloudellisesti kannattamatonta. (Repo 2010.) Tällöin on pohdittava hankkeen suurempijännitteisen liittynnän rakentamista tai hankkeen kokonaistehon pienentämistä. Tilannetta voidaan lievittää käyttämällä korkeampaa keskijännitetasoa. Ruotsissa on käytetty 36 kV jännitetasoa muun muassa Lillgrundin merituulipuistossa sekä Blaikenin maatuulivoimahankkeessa. Suomessa keskijänniteverkon jännitteenä on käytetty pääasiassa 20 kV jännitettä, mutta tuulivoima-alan toimijoiden keskuudessa käydään keskustelua esimerkiksi 36 kV jännitetason käytöstä. Edut korkeammalla keskijännitetasolla ovat kiistattomat siirtoetäisyyksien kasvaessa, kun häviöihin kuluva energia pienenee.

Verkkoliittynnän mitoittamisen ja rakentamisen virheet voivat aiheuttaa virheellisen investoinnin. Tuotantoyhtiö kantaa tästä aiheutuvan riskin, jos sähköverkon vahvistamiseen investoidaan aina tarvittaessa. Tämä tulee kysymykseen, kun liittymisjohdon investointikustannukset kuuluvat osaksi tuotannon liittymismaksua. Tällöin verkonhalti-

jan liiketoiminta on riskitöntä ja varmallalla pohjalla. Tällöin sen toiminta ei kuitenkaan ole välttämättä tehokkaimmillaan. (Repo 2010.) Verkkoyhtiön ennakoidessa epävarmojen tuulivoimahankkeiden liittymien rakentamista, aiheutuu verkonhaltijalle riski virheinvestoinnista. Tämän riskin realisoituessa tullaan tarvittavat tulot perimään kaikilta verkkoyhtiön asiakkailta. Näin ollen toiminnan tehostamiseksi olisikin luotava toimintamalleja, joiden mukaan riski jaettaisiin osapuolten kesken. (Repo 2010.)

6.2 Sähkön siirrosta aiheutuvan häviöenergian määrittäminen

Tehonjakolaskennan avulla saadaan tieto johtojen kuormittuneisuudesta, jolloin voidaan ennakoida ja estää mahdollisia vaurioita. Lisäksi tuloksena saatavien häviötietojen perusteella voidaan arvioida, mikä on taloudellisin johtimen poikki-pinta-ala tietyn tuotannon tai kuormituksen sisältävälle johto-osuudelle. (Elovaara & Haarla 2011.) Johdon vahvistaminen kasvattaa johtimen poikkipinta-alaa, joka kasvattaa johdon rakentamiskustannuksia. Poikkipinnan kasvattaminen puolestaan pienentää johdon resistanssia, mistä syystä johdon häviöenergia pienenee. Kolmivaiheiset virtalämpöhäviöt määritelläänkin vaihevirran I sekä vaihekohtaisen resistanssin R avulla yhtälön 6.2 mukaisesti.

$$P_h = 3IR^2 \quad (6.2)$$

Kaavan 6.2 mukaisesti määritellyn häviötehon aiheuttama vuotuinen häviöenergia voidaan laskea lausekkeen 6.3 avulla. Tässä lausekkeessa T on vuoden pituus eli 8760 tuntia.

$$W_h = \int_0^T P_h dt \quad (6.3)$$

Kuormituksen tai tuotannon mukaan vaihtelevat virtalämpöhäviöt voidaankin käytännössä määrittää graafisesti johdolla vuotuisesti siirrettävän tehon pysyvyyskäyrän avulla. Muita menetelmiä ovat Larsonin yhtälön tai häviökertoimen käyttö. Häviökerroin määritellään yhtälöllä 6.4. Tämä edellyttää pätötehohäviön keskiarvon P_{hk} sekä sen huippuarvon P_{hmax} tuntemista.

$$f = \frac{P_{hk}}{P_{hmax}}, \quad (6.4)$$

jonka avulla häviöenergia W_h voidaan kirjoittaa lausekkeen 6.5 muodossa.

$$W_h = f P_{hmax} T = P_{hmax} \cdot t_h, \quad (6.5)$$

jossa $t_h = f$ ja T = häviöiden huipunkäyttöaika.

Larsonin yhtälön perusideana on, että johdon häviöenergia voidaan määrittää keskimääräisen häviötehon avulla. Tällöin on hyödynnettävä lisäksi kerrointa k , jonka suuruudeksi ilmoitetaan tyypillisesti 1,3 - 1,6. Kerroin k on kokemuseräisesti määritetty kerroin, josta jakeluverkossa käytetään suurehkoja arvoja, koska jakeluverkkojen huipunkäyttöajat ovat yleisesti pieniä ja vaihtelut kuormitusten suuruudessa puolestaan suuria. Larsonin yhtälö määritellään lausekkeen 6.6 mukaisesti (Elovaara & Haarla 2011).

$$\frac{W_h}{MW_h} = k \frac{R/\Omega}{T} \cdot \left(\frac{W/MW_h}{U_k/kV} \right)^2 \frac{1}{\cos^2 \varphi} \quad (6.6)$$

jossa W_h = johdon vuotuinen häviöenergia, R = johdon resistanssi, W = johdolla siirrettävä vuotuinen energia, T = vuosi tunteina, U_k = johdon keskimääräinen jännite tarkastelujaksolla, $\cos \varphi$ = keskimääräinen tehokerroin ja k = on kokemuseräinen kerroin.

Johdon vahvistamisen myötä kasvaneita rakentamiskustannuksia tulee verrata häviöenergian kustannuksista saataviin säästöihin. Puolestaan suunniteltaessa kokonaan uutta johtoa tulee ratkaista rajateho, jota suuremmilla tehoilla on edullisempaa käyttää suuremman poikkipinta-alan johdinta. Tämä voidaan esittää epäyhtälöllä 6.7 (Lakervi & Partanen 2008). Tämän epäyhtälön toteutumisen edellytyksenä on, että molemmat vaihtoehdot täyttävät teknisten reunaehtojen asettamat vaatimukset.

$$K_{hA1} - K_{hA2} > K_{IA2} - K_{IA1}, \quad (6.7)$$

jossa K_h termit kuvaavat häviökustannusten nykyarvoa ja K_I termit kuvaavat johdinten investointikustannuksia.

Häviöenergia aiheuttaa verkonhaltijalle katetta tuottamatonta lisäkuormitusta. Tästä syystä häviöenergian huomiointi johtaakin tarkempaan mitoitukseen. Häviökustannukset muodostuvat sähköverkon koko elinkaaren ajalta. Tästä syystä häviökustannusten arviointiin liittyy myös sähkön markkinahinnan epävarmuus. Yleisesti häviöenergian arvioinnissa tyydytäänkin käyttämään kiinteää arvoa rahalle ja hyödykkeille. (Lakervi & Partanen 2008.)

Häviöiden suuruuteen voidaan vaikuttaa myös käytettävällä jännitetasolla. Korkeamman jännitetason avulla myös verkon kuormitettavuus paranee kuormitusvirtojen pienentyessä. Näin ollen jännitetason nostaminen nostaa verkon siirtotasoa lineaarisesti kuormitusvirran pienentyessä. Kuormitusvirran pienentyminen vaikuttaa myös lämpövirtahäviöihin pienentämällä niitä neliöllisesti, häviöt nämä ovat verrannolliset kuormitusvirran toiseen potenssiin. Suomessa on keskijänniteverkossa tyypillisesti käytetty 20 kV jännitettä, mutta myös 10 kV jännitetasoa hyödynnetään joillakin jakelualueilla. Näistä jälkimmäinen on poistumassa, kun vanhoja 10 kV verkkoja saneerataan 20 kV jännitetasoon. Korkeampi jännitetaso vaatii paremman eristystason, mikä aiheuttaa kor-

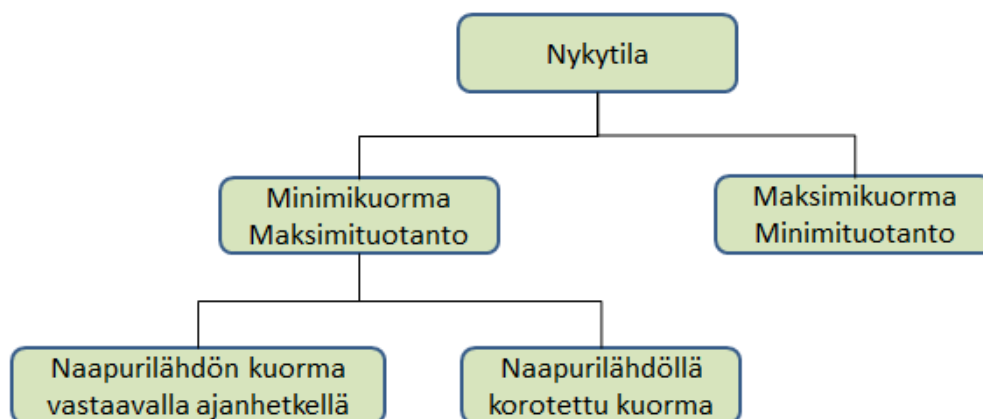
keammat hankintakustannukset verkon komponenteille. Korkeampi jännitetaso voi myös johtaa kasvaviin keskeytyskustannuksiin, koska samalla johtolähdöllä voidaan siirtää suurempi sähköteho. (Lakervi & Partanen 2008.)

6.3 Tuulivoiman sähköverkkoon liittämisen suunnittelu- periaatteet

Tuulivoimatuotannon lisäämisen vaikutus olemassa olevaan sähköjakelujärjestelmään on selvitettävä tehonjako- ja vikavirtalaskentojen avulla. Hajautetun tuotannon lisäämisen vaikutuksesta säteittäisen sähköjakeluverkon luonne muuttuu. Tällöin verkko säilyy edelleen säteittäisenä, mutta tehoa syötetään kulutuspisteisiin useammasta suunnasta. Tällöin myös suojauksen yhteydessä joudutaan hyödyntämään uudenlaisia periaatteita. Tuotannon lisäämisen jälkeen tulee tehonjako- ja vikalaskennat suorittaa uudelleen. Näin varmistetaan teknisten reunaehtojen täyttyminen. (Elovaara & Haarla 2011.)

6.3.1 Pahimman mahdollisen tilanteen periaate

Pahimman mahdollisen tilanteen periaatteessa tarkastellaan kahta tilannetta. Toinen näistä tilanteista on verkon maksimituotanto yhdessä minimikuormituksen kanssa. Tässä tapauksessa on mahdollista, että liittymispisteen jännite nousee sallittuja arvoja suuremmaksi. Toinen mitoittavista tilanteista on verkon maksimikuormitusta ja minimituotantoa vastaava tilanne. Tämä vastaa perinteistä suunnitteluperiaatetta, jossa tarkistetaan, ettei jännitteenalenema sähköisesti kaukaisimmassa pisteessä sähköasemalta katsottuna ylitä suurinta sallittua arvoa. Lisäksi on varmistuttava, että verkon komponenttien terminen kuormitus ei ylitä. (Repo 2010.) Kuvassa 6.2 on esitettyä pahimpaan mahdolliseen tilanteeseen perustuvan tarkastelun mitoittavat tilanteet.

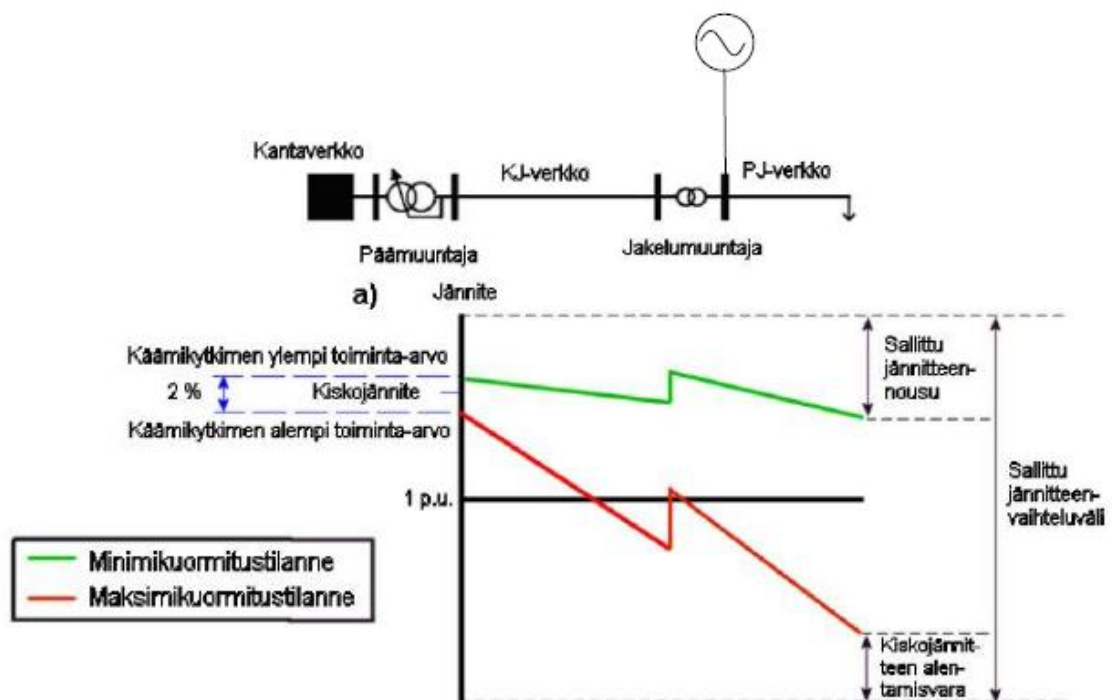


Kuva 6.2. Pahimman mahdollisen tilanteen mukaiset tarkastelut (Repo et al. 2003).

Pahimman mahdollisen tilanteen periaate ei huomioi mitoittavien tilanteiden esiintymisen todennäköisyyksiä. Koska menetelmä ei huomioi tilastollisuutta, voi verkkoin-

vestoinnin käyttöaste jäädä alhaiseksi. Tilannetta korostaa entisestään useiden tuotantoyksiköiden liittyminen samalle johtolähdölle. Tällöin maksimituotannon ja minimikuormituksen sisältävässä tilanteessa jokaisen voimalan oletetaan toimivan maksimitehollaan. Käytännössä todennäköisyys sille, että kaikki tuotantoyksiköt toimisivat maksimitehollaan samanaikaisesti, pienenee voimaloiden lukumäärän kasvaessa. Tarkastelussa voidaan olettaa samalla maantieteellisellä alueella sijaitsevien voimaloiden toimivan yhtäaikaaisesti nimellisellä tehollaan. Tällöin ei huomioida, että voimaloiden tehojen käyttäytyminen poikkeaa toisistaan sitä enemmän, mitä kauempana voimalat toisistaan sijaitsevat. (Repo 2010.)

Tuotantoyksiköiden tilastollisen käyttäytymisen arvioimiseksi olisi voimaloiden käyttäytymistä seurattava mittausten avulla. Näin voitaisiin määrittää historiatietojen pohjalta, pitävätkö minimikuormitustilanteen aikana oletetut maksimituotantoluvut paikkansa. Lisäksi maksimikuormituksen aikana esiintyvä minituotantotilanne, saattaisi mittaustulosten pohjalta osoittautua epätodennäköiseksi. Seurannan pohjalta tuotantoyksiköille voidaan muodostaa pysyvyyskäyrät vuosi- ja kuukausitasolla, mikä mahdollistaa todennäköisyyksien huomioimisen suunnittelussa. Käytännössä tämä helpottaisi uusien tuotantoliittymien suunnittelua ja verkon seurantalaskentaa. (Repo 2010.)



Kuva 6.3. Jännitetason marginaali (Repo et al. 2005b).

Kuvassa 6.3 on esitettyä jännitetason hallinnan peruseriaate jakeluverkon osalta. Käytettävissä oleva jännitteenalenemamarginaali kuvaa pienintä käytettävissä olevaa erotusta minimijännitteen sekä jännitteen alarajan välillä. Puolestaan jännitteenousulle on kuvassa esitetty jännitteenousumarginaali, jota kuvaa jännitteenylärajan ja esiintyvän maksimijännitteen välinen erotus. (Repo 2010.) Näin ollen pahimman mahdollisen tilanteen mukainen suunnitteluperiaate huomioi ainoastaan jännitekriteerin toteutumisen. (Repo et al. 2003.) Pahimman mahdollisen tilanteen periaatteen yksinkertaisuutta

kuitenkin voidaan pitää sen parhaana puolena. Samanlaisten tuotantoyksiköiden lukumäärän ollessa vähäinen sekä yksikkökoon ollessa suuri, voidaan periaatteen katsoa täyttävän suunnittelulle asetettavat tavoitteet. (Repo 2010.)

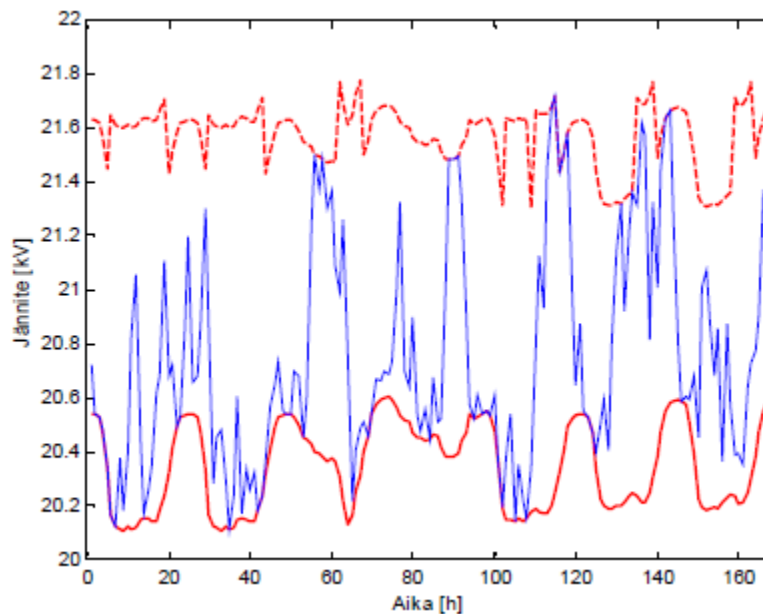
6.3.2 Tilastollinen periaate

Alueellisia tuulennopeuksia kuvataan tyypillisesti Weibull-jakaumalla. Se kuvaa tuulen nopeusjakamaa, joka kertoo alueella esiintyvien tuulennopeuksien todennäköisyydet. Weibull-jakauman muodostamiseksi on tuuliatlaksesta saatavissa tuulennopeuden keskiarvo sekä Weibull-jakauman skaala- ja muotokertoimet. Näistä voidaan muodostaa tuulennopeusluokkien frekvenssijakauma. Myös mitatuista tuulennopeustiedoista voidaan muodostaa tasavälinen Weibull-jakauma, jota voidaan mitattujen arvojen lisäksi hyödyntää tuntikohtaisissa tarkasteluissa.

Tilastollisessa periaatteessa tuotanto ja kuormitus mallinnetaan tuntikohtaisesti. Tällöin kuormituksen mallintamisessa hyödynnetään kuormituskäyrien tietoja ja tuotanto mallinnetaan satunnaisotantaan perustuvilla tuntiaikasarjoilla. Tällöin luodaan satunnaisluku kuvaamaan jokaista tuntia ja määritetään kuukausittaisesta tuulennopeuden Weibull-jakaumasta tuntikohtainen tuulennopeus satunnaisotannan perusteella. Satunnaisotanta on toteutettava niin, että kuukausikohtainen tuntiaikasarjasta laskettava tuulennopeuden keskiarvo vastaa riittävän hyvin tuuliatlaksen tai tuulimittauksiin perustuvaa keskiarvoa. Lisäksi aikasarjan on sisällettävä tuulennopeuksia Weibull-jakauman molemmista päistä. Satunnaisotannan on myös huomioitava tuulisuuden vaihtelu vuorokauden sisällä, mikä ei saa olla liian suurta. Mallintamisen realistisuuden vuoksi on myös huolehdittava, että kuukauden vaihtuessa ei ilmene askelmaista muutosta. (Repo et al. 2005a.)

Satunnaisotantaan perustuvan tuulennopeuden tuntiaikasarjan ja tuulivoimalan tuuli-tehokäyrän avulla voidaan mallintaa voimalan tuntikohtainen teho. Näin saadaan mallinnettua lopulta tuotettava sähköenergia. Sovellettaessa todennäköisyyspohjaista tuntiaikasarjaa useaan samalla alueella sijaitsevaan voimalaitokseen, täytyy aikasarjaa muuttaa yksikkökohtaiseksi. Tämä on tarpeellista, koska tuotanto-olosuhteet eivät ole ajallisesti identtisiä voimaloiden sijoituskohteissa. Ajallinen eroavaisuus voidaan ottaa huomioon hyödyntämällä esimerkiksi liikkuvaa keskiarvoa tietyssä aikaikkunassa määritetyille aikasarjalle. Aikasarjan tasoittuminen on huomioitava, kun voimaloiden välinen etäisyys kasvaa useisiin kymmeniin kilometreihin. (Repo et al. 2005a.) Todellisuudessa, jos voimalaitosten etäisyys on edellä mainittu, on alueellisista olosuhteista varmistuttava paikallisten tuulimittausten perusteella.

Kuvassa 5.3 on esitettyä liittymispisteen jännitteet kolmella eri tuotantoteholla. Ylimmäinen punainen katkoviiva kuvaa tilannetta, jossa tuotantoyksikkö tuottaa sähköenergiaa maksimituotantotehollaan tarkastelujakson ajan. Alimmainen yhtenäinen punainen viiva kuvaa tuotantoyksikön minimituotantotehoa. Käytännössä tämä tarkoittaa siis tuotantoyksikön olemista irtikytkettynä. Näiden viivojen väliin jäävä sininen viiva kuvaa puolestaan jännitettä todellisen tuotantotehon mukaista tilannetta, jonka mallintamiseen voidaan hyödyntää satunnaisotantaan perustuvaa tuntiaikasarjaa.



Kuva 6.4. Liittymispisteen jännitteen kuvaajat maksimi-, minimi- ja todellisella tuotannolla (Repo 2010).

Todennäköisyyspohjainen suunnittelu, jossa huomioidaan tuulivoimatuotannon tuntikohtainen käyttäytyminen, on käytännössä liian monimutkaista. Tämä johtuu suuresta määrästä lähtötietoja, jotka ovat liian epävarmoja. (Repo et al. 2005a.) Näin ollen tuotantokäyrät olisikin parempi muodostaa tilastotiedoista. Näin voitaisiin luoda tuotannolle keskimääräiset kuukausikohtaiset tuotantokäyrät. Kuukausikohtaisten tuotantokäyrien avulla voidaan arvioida kulutuksen ja tuotannon välistä korrelaatiota pitkällä aikavälillä, kuten vuosittaisella tasolla. Lopulta menetelmä tarjoaisi oleellista tietoa vuosi- ja kuukausikohtaista jännitetasoa kuvaavien jakaumien muodossa. Niiden avulla pystytään arvioimaan sallitun jännitetaso ylittymisen suuruus, ajankohdat sekä ylittymisen kokonaiskesto. (Repo et al. 2005a.)

6.3.3 Joustavan liittymistehon periaate

Kytettäessä hajautettua tuotantoa samalle johtolähdölle kuormituksen kanssa voidaan hyödyntää joustavan liittymistehon periaatetta. Pahimman mahdollisen tilanteen periaatteessa kiinteän mitoitusstehon yhteydessä ei huomioida tuotannon ajallista vaihtelevuutta. Tästä aiheutuva yli-investointia voidaan pienentää ja investoinnin käyttöastetta kasvattaa merkittävästi joustavan liittymistehon periaatteella. Tällöin tuotantoteho olisi riippuvainen johtolähdön kuormitustilanteesta.

Maksimituotanto ja tämän aiheuttama mitoituksen ylitys saattaa realisoitua vain muutamia kertoja vuodessa. Siksi voi olla järkevää rajoittaa sallittua tuotantotehoa näissä tapauksissa perustuen paikalliseen jännitemittaukseen. Tuotantoyksikön jännitteen-säädöllä voidaan myös lisätä verkon siirtokykyä. Joustavan liittymistehon periaatteen hyödyntäminen on kannattavaa tuotantoyhtiölle, kun tuotantoyksikön huipunkäyttöaika

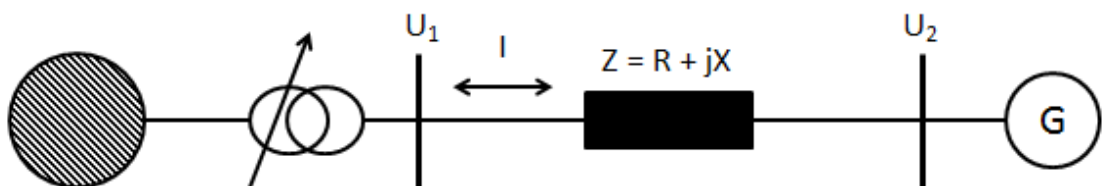
on alhainen, liittymän rakentamisen investointikustannukset olisivat liian suuret hankkeen kannattavuuden kannalta ja siirtokyky ylitetään ainoastaan muutamina tunteina vuoden aikana. (Repo 2010.)

Joustavan liittymistehon suunnitteluperiaatteen soveltaminen edellyttää verkon siirtokyvyn ylitysten arviointia koko vuoden ajalta. Tästä syystä joudutaan hyödyntämään edellä esitettyä tilastollista lähestymistapaa tai tuotannon pysyvyyskäyriä. Pysyvyyskäyrien avulla voidaan määrittää miten monta tuntia vuodessa tuotantoyksikkö toimii mitoittavaa liittymätehoa suuremmalla teholla. Näin saadaan tuloksena tuottamatta jäänyt energia ja sen rahallinen arvo. Tätä voidaan puolestaan verrata verkon vahvistamisen investointikustannukseen, jos verkko mitoitettaisiin maksimituotantoteholle. (Repo 2010.)

6.4 Passiiviset menetelmät keskijänniteverkon siirtokyvyn lisäämiseksi

Perinteisesti jännitteen nousua rajoitetaan vahvistamalla jakeluverkkoa tai kytkemällä tuotantoyksiköt omalle johtolähdölleen. Näiden periaatteiden lisäksi voidaan verkkoon lisätä kompensattoreita sekä jakelumuuntajien väliottokytkimien asentoja voidaan vaihtaa. Lisäksi keskijänniteverkossa voidaan käyttää erillisiä jännitteensäätömuuntajia. Menetelmiä kutsutaan passiivisiksi jännitteensäätömenetelmiksi. (Kulmala 2010.)

Vahvistettaessa keskijänniteverkkoa, vaihdetaan johtolähdön johtimet paksumman poikkipinnan johtimiin. Näin pienennetään tuotantoyksiköiden ja sähköaseman välistä impedanssia Z . Tämä puolestaan pienentää virran I aikaansaamaa jännitteenalenemaa tai -nousua riippuen virran suunnasta. Kun sähköaseman jännite U_1 pidetään vakiona, on jännitemuutos suoraan riippuvainen virrasta ja johtolähdön impedanssista. Keskijännitejohdon impedanssin määrittää suurimmaksi osaksi johdon resistanssi R . Resistanssilla onkin merkittävä vaikutus verkon jännitteeseen, koska siirrettävä teho on pääasiassa pätötehoa. Kuvassa 6.5 on kuvattuna periaatteellinen kuva hajautettua tuotantoa sisältävästä sähköjakeluverkosta. (Repo et al. 2005b.)



Kuva 6.5. Periaatekuva hajautettua tuotantoa sisältävästä keskijänniteverkosta (Repo et al. 2005b).

Haja-asutusalueiden sähköverkon heikkoutta korostaa johtolähtöjen rakenne, jossa johdinten poikkipinnat tyypillisesti pienenevät edettäessä johdon latvaa kohti (Repo et al. 2005b). Johdinten vaihdon lisäksi verkkoa voidaankin joutua vahvistamaan rinnakkaisilla virtapiireillä. Tällöin taloudellisesti kannattavinta on uuden johdon rakentami-

nen samalle pylvästykselle alkuperäisen virtapiirin kanssa. Mikäli rinnakkaisten virtapiirien avulla verkosta ei saada tuotantoyksiköille riittävän vahvaa, joudutaan tuotanto kytkemään omalle johtolähdölleen. Tällöin rinnakkaisten virtapiirien käyttäminen renkaana voi pienentää vahvistustarvetta entisestään. (Repo et al. 2005b.)

Yksinkertaistetulla rengaskäytöllä tarkoitetaan tilannetta, jossa saman sähköaseman syöttämien johtolähtöjen välillä on katkaisija, jolla rengas puretaan vikatilanteissa. Johtojen suojausten rakennetta on yksinkertaistettu niin, että turvallisuus ei vaarannu. Johtolähtöjen muodostama rengas puretaan vikatilanteessa johdot yhdistävällä katkaisijalla. Katkaisijan toimintaan kuluva ajan vuoksi on sähköaseman suojausten toiminta-aikaa hidastettava alkuperäisistä asetteluista. Sähkönsiirtoa tervettä johtolähtöä pitkin voidaan jatkaa säteittäisesti, kun vikaantunut osa renkaasta on erotettu. Jos renkaan avaaminen ei poista vikatilannetta, on sähköasemalla avattava johtolähtöjen syöttökenttien katkaisijat. Näin ollen renkaan muodostavan katkaisijan suojaileistyksen toiminnallisuus on kriittinen renkaan muodostavan järjestelmän käyttöturvallisuuden ja luotettavuuden kokonaisuuden kannalta. (Repo 2010.) Katkaisijan avaaminen aiheuttaa nopeita jännitemuutoksia. Lisäksi renkaan avaaminen voi aiheuttaa ylijänniteongelmia liittymispisteessä. Tämä voi aiheuttaa tuotantoyksiköiden irtikytkeytymisen, jos tuotantotehoa ei rajoiteta tai jännitettä ei saada rajoitettua paikallisella säädöllä. Nämä seikat voivat jopa estää rengaskäytön soveltamisen kaikkein hankalimmissa kohteissa. Lisäksi kaikilla verkkoa vahvistavilla toimenpiteillä on jännitekuoppien lukumäärää ja syvyyttä lisäävä ominaisuus. (Repo 2010.)

Yksinkertaistetun rengaskäytön merkittävin etu on verkon siirtokyvyn kasvaminen. Rengaskäytöllä pystytäänkin siirtokyky teoriassa kaksinkertaistamaan yhdistämällä kaksi samanlaista johtolähtöä toisiinsa. Käytännössä tehonsiirtokyvyn kasvua rajoittavat johdinten erisuuruiset impedanssit sekä mahdolliset kuormitukset ja optimaalisimman renkaan muodostamispaikan hyödyntämättömyys käytännön syistä. On kuitenkin mahdollista, että johdot kulkevat samaa reittiä tai jopa samalla pylvästyksellä. Tällöin lähtöjen yhdistämispaikka on valittavissa hyvin vapaasti. Rengaskäyttö pienentää myös jakeluverkon häviöitä, koska virrat jakautuvat verkossa tasaisemmin. Suhteellisen suuren tuotantoyksikön tapauksessa häviöiden pienentyminen rengaskäytön vuoksi on hyvin selvää. Lisäksi rengaskäyttö tasoittaa keskijänniteverkon jännitetasoa säteittäiseen käytötapaan verrattuna.

Rinnakkaiskuristimen avulla voidaan rajoittaa jännitteennousuongelmaa. Tällöin loistehoa siirretään sähköasemalta reaktoriin, joka on kytkettynä tuotantoyksikön rinnalle. Reaktoriin syötettävä loisteho siirretään sähköasemalle sijoitettavista kompensointikondensaattoreista tai ylemmältä jännitetasolta. (Repo et al. 2005b.)

Loistehon kompensoinnin ja verkon vahvistamisen lisäksi keskijänniteverkon jännitteen nousuun voidaan vaikuttaa säätömuuntajien avulla. Jännitteennousun rajoittamiseksi johtolähdölle voidaan liittää 20/20 kV muuntaja, jossa on käämikytkin jännitteen säätämiseksi. Toisiopuolen jännitettä säätävän käämikytkimen on toimittava, kun jännitteen suuruutta halutaan rajoittaa. Tämän käämikytkimen toiminta tulee kuitenkin olla sähköasemalla sijaitsevan päämuuntajan käämikytkimen toimintaa epäherkempää. Jän-

nitteensäätömuuntajan käyttö on erityisen käyttökelpoinen menetelmä, kun jännitteenousu on ongelmana pienelle osalle jakeluverkkoa. (Repo et al. 2005b.)

6.5 Aktiiviset menetelmät keskijänniteverkon siirtokyvyn lisäämiseksi

Jakeluverkon jännitteen säätäminen voidaan toteuttaa myös aktiivisilla menetelmillä, joiden avulla voidaan säästää vahvistuskustannuksissa. Yksinkertaisimmillaan aktiiviset menetelmät pohjautuvat paikallisiin mittauksiin, jolloin tiedonsiirtoa verkon eri osien välillä ei tarvita. Käytännössä tämä tarkoittaa tuotantoyksikön pätö- ja loistehon säätämistä paikallisiin mittauksiin perustuen. Lisäksi paikallisiin mittauksiin pohjautuen voidaan kytkeä myös kuormia sekä kompensattoreita. (Kulmala 2010.)

Jakeluverkossa esiintyvää jännitteenousua voidaan pienentää kasvattamalla tuotantolaitoksen loistehon kulutusta. Tämä ominaisuus riippuu voimalaitoksen verkkoonliityntälaitteistosta. Epätahtigeneraattorin välityksellä verkkoon kytkeytyvä yksikkö ottaa magnetointivirtansa verkosta. Tästä syystä sen pätö- ja loistehoja ei voida säätää toisistaan riippumattomasti. Epätahtigeneraattorin verkosta ottamaa loistehoa pienennetään kompensointikondensaattoreilla, joiden avulla katetaan loistehon kulutus tyhjäkäynnissä. Puolestaan tahtigeneraattorin tai taajuudenmuuttajan välityksellä liittyvien tuotantoyksiköiden loistehoa voidaan säätää pätötehosta riippumattomasti. Tämä edellyttää tahtikoneen toimintarajojen sekä taajuudenmuuttajan mitoitusarvojen rajojen säilyttämistä. (Kulmala 2010.)

Menetelmien hyödyntämistä käytännössä hankaloittaa kuitenkin verkkoliityntää koskevat säännöt, joiden mukaan voimalaitoksia on pyrittävän käyttämään lähes tehokertoimella yksi. Tällöin sähköverkossa aiheutuvat häviöt minimoituvat, koska siirrettävä loisteho on pienimmillään. Näin ollen pätötehon muutokset vaikuttavatkin merkittävästi jännitetasoon. Muuttamalla voimalaitosten säätömenetelmää tehokerroinsäädöstä jänniteensäätöön, pysyisi verkon jännitetaso tasaisempana. Jänniteensäätö on mahdollista toteuttaa myös yhdistämällä tehokerroin- ja jänniteensäätömenetelmät. Tällöin normaalisti toimittaisiin tehokerroinsäädössä, mutta jännitteenousun ollessa liian suuri säätö vaihdettaisiin jänniteensäätömoodiin. (Kulmala 2010.) Epätahtigeneraattoreiden loistehon säätämiseksi, on niiden napoihin kytkettävä kompensattori, joka voi yksinkertaisimmillaan olla kompensointikondensaattori. Tällöin kondensaattoreita kytkettäisiin irti verkosta, kun liittymispisteen jännite kasvaa sallittuja rajoja suuremmaksi. Vaihtoehtoisesti jänniteensäätöön voitaisiin hyödyntää tehoelektroniikkaan perustuvia kompensattoreita, joiden avulla säädöstä saataisiin jatkuvatoiminen. (Kulmala 2010.)

Paikallisiin mittauksiin perustuvien aktiivisten säätömenetelmien lisäksi jännitteenousua voidaan rajoittaa myös niin kutsutuilla koordinoituilla säätömenetelmillä. Koordinoitu säädöllä tarkoitetaan menetelmiä, joissa jakeluverkon osien välillä tarvitaan tiedonsiirtoa. Koordinointi mahdollistaa suuremman hajautetun tuotannon kytkemisen sähkövoimajärjestelmään, kun säätäjien arvot asetellaan koko järjestelmän kannalta

optimaalisesti. Nykyään kuluttaja-asiakkaiden kulutustietoja mitataan kaukoluettavilla mittareilla, jolloin jakeluverkon tilasta on saatavissa yhä enenevässä määrin mittaustietoa. Jakeluverkon tilan tarkempi tunteminen tukee myös aktiivisen jännitteensäädön käyttöönottoa tulevaisuudessa. Tällä hetkellä kaupallisia sovelluksia on jo olemassa. Niitä on hyödynnetty käytännössä kuitenkin vain parissa kohteessa. Teknologiat ovat siis vielä hyvin uusia, mutta ne on huomioitava yhtenä tulevaisuuden ratkaisuna jännitteensäätöön liittyviin ongelmiin. (Kulmala 2010.)

6.6 Voimajärjestelmän maastosuunnittelu ja ympäristövaikutukset

Ympäristövaikutuksiin kiinnitetään yhä enemmän huomiota. Suomessa ympäristöön liittyvistä näkökohdista vastaavat ympäristöministeriö sekä alueelliset ympäristökeskukset. Nämä elimet toteuttavat ja laativat ympäristöä käsittävän lainsäädännön yhdessä EU:n kanssa. Ympäristölainsäädäntö asettaa vaatimukset, jotka ovat saaneet aikaiseksi monimutkaisen sekä monitahoisen aikaa sekä resursseja vievän lupa- sekä lausuntoprosessin. (Elovaara & Haarla 2011.)

Sähköverkon rakentamisen vaatimat menettelyt rakentamisen aloittamiseksi riippuvat johdon jännitetasosta ja näin ollen sen rakenteesta. Sähkönsiirtoverkon vaatimat uudet johtoreitit tulisi huomioida osana kaavoitusprosessia. Kantaverkkoon kuuluvat johdot onkin saatava merkittävä maakunta-, yleis-, sekä asemakaavoihin. Sähköasemat sekä varavoimalaitokset vaativat puolestaan maanomistajan asemakaavan laadintaa. Kaavoituksen avulla voidaan varmistua siitä, että toteuttamiskelpoiset johtoreitit ovat olemassa, jotta sähköverkon kehittäminen lain määräysten mukaisesti toteutuu. (Elovaara & Haarla 2011.)

Lupaprosessin monimutkaisuus johtuu usein siitä, että voimajohdon rakentaja ei tyypillisesti omista maa-aluetta, jolle johto sijoitetaan. Johdon rakentamisen vaikutuksesta maa-alueen käyttö rajoittuu. Tästä syystä maanomistajalle maksetaan korvaus. Sovellettava korvausmenettely riippuu johdon jännitetasosta. Jakeluverkon rakentamisen osalta maanomistajalle maksettava korvaus määritetään tapauskohtaisesti. Tällöin maa-aluetta ei lunasteta verkkoyhtiön toimesta. Tätä varten eri intressiryhmien järjestöt ovat laatineet suosituksensa maksettavien korvausten suuruudesta, kun sähköverkko rakennetaan metsään ja pelloille. Metsätalousmaan osalta korvaus maksetaan puuston odotusarvolisästä ja taimikosta hehtaaria kohden riippuen puuston iästä, alueesta, veroluokasta sekä taimikon korkeudesta. Nämä raivatut johtoaueat ovat hyvä kasvu ympäristö niityillä kasvaville lajeille. Lisäksi alue tarjoaa ympäristön matalaa pensaikkoa ja puoliavoimia maita pesimäalueenaan käyttäville lintulajeille pesintää varten. (Lakervi & Partanen 2008.) Mikäli sähköverkon rakentaminen edellyttää kaapelin sijoittamista vesistöön, sijoitettava kaapeli tarvitsee vesilain mukaisen luvan eli vesiluvan, jonka myöntää paikallinen aluehallintovirasto.

7 LIITTYMISMAKSUN MÄÄRITTÄMINEN

Suomen sähkömarkkinalaki asettaa verkkoyhtiöille velvoitteita. Nämä velvoitteet ovat liittämisvelvollisuus, kehittämisvelvollisuus sekä sähkön siirtovelvollisuus, joita voidaan pitää suunnittelun lähtökohtana avoimen verkon lisäksi. Avoimella verkolla tarkoitetaan tuottaja-asiakkaan osalta sitä, että liittämisehdot täyttävän voimalaitoksen on päästävä liittymään osaksi sähkövoimajärjestelmää ja näin ollen tuottamaan sähköenergiaa sähkömarkkinoille. Sähköverkkoyhtiöiden velvoitteita valvoo Energiamarkkinavirasto (EMV). Tämän lisäksi EMV valvoo verkkoyhtiöiden taloudellista tuloksen muodostumista ja arvioi sen kohtuullisuutta. (Repo et al. 2006.) Tuulivoimalaitosten sähköverkkoliittymän aiheuttamien kustannusten kohdistaminen eri osapuolten välille ja aiheuttamisperiaatteen toteutuminen ei aina ole täysin läpinäkyvää, sillä verkkoyhtiön maksujen tulee perustua todellisiin kustannuksiin, jotka koostuvat investointi-, käyttö-, ja ylläpitokustannuksista. (Repo et al. 2003.)

7.1 Kustannusten kohdistaminen

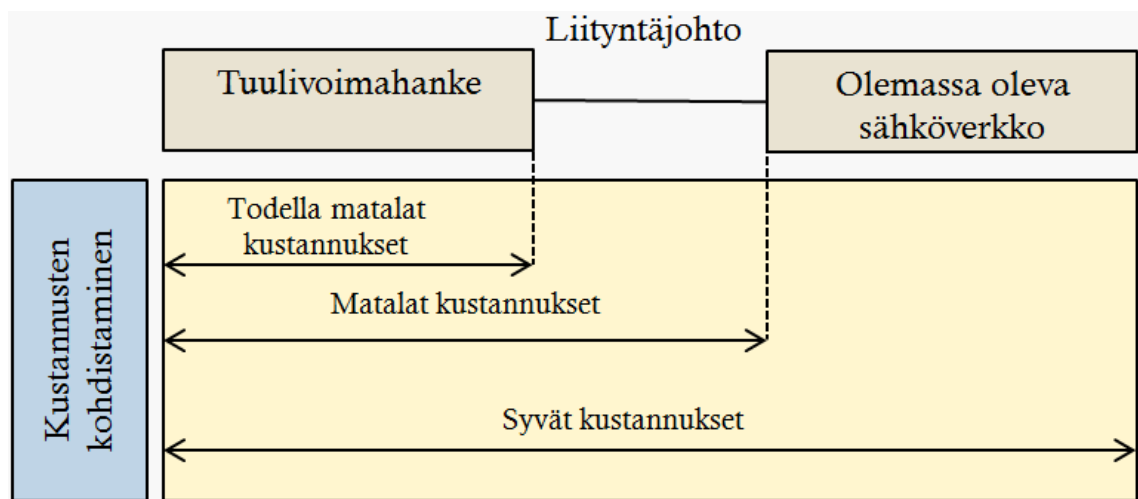
Tuulivoiman sähköverkkoliittymän aiheuttamat kustannukset voidaan kohdistaa sähkömarkkinaosapuolten välille. Kohdistamisessa huomioitavat osapuolet ovat tuulivoimatuottajat, alueelliset jakeluverkko- ja kantaverkkoyhtiöt sekä lopulta näiden asiakaskunnat. (Barth et al. 2008.) Tästä syystä myös kunnossapitoon liittyvät kustannukset tulee jakaa näiden toimijoiden välillä. Verkonhaltijan kantaessa vastuun aiheutuvista kustannuksista, tullaan nämä menot kattamaan sähkön siirtokustannuksilla, kun kustannukset sosialisoidaan kaikkien verkkoyhtiön alueella olevien asiakkaiden kesken.

Tuulivoimatuottajan vastuulle kuuluu tyypillisesti sähköverkkoliittymän rakentaminen hankealueelta sähkövoimajärjestelmästä määritettävään liityntäpisteeseen. Liityntäpisteen määrittämisellä pystytään merkittävästi vaikuttamaan aiheutuviin liityntäkustannuksiin. (Barth et al. 2008.) Euroopassa on sovellettu liityntäpisteen määrittämiselle menetelmiä, joiden avulla on pystytty kohdentamaan kustannukset osittain sekä tuottajan että verkon haltioden välille (Barth et al. 2008).

Liittymisestä tuulivoimatuottajalle muodostuvan maksun veloitus voidaan tehdä eri menetelmin. Liittymän rakentamiskustannukset voidaan veloittaa tuottajalta tuulipuiston rakentamisvaiheessa. Liittymiskustannus on tämän menetelmän yhteydessä osa rakentamiskustannuksia. Kustannukset voidaan veloittaa myös verkonhaltijan toimesta erillisinä vuotuisina maksuina. Nämä maksut perustuvat puolestaan tuotantotehoon (MW) tai tuotettuun energiaan (MWh). Näiden kulujen osalta on tärkeää, että niiden määrittämisperiaate on läpinäkyvä ja perustuu todelliseen verkkoinfrastruktuuriin. (Barth et al. 2008) Tuloutettaessa liittymiskustannukset vuosittaisina maksuina korostuu liittymisso-

pimuksen määräaikaisuuden merkitys, jolloin tuottajalla sekä verkkoyhtiöllä on varmuus siitä, että liittymää ei voida irtisanoa ennen määräajan päättymistä. Tämä on tärkeää, koska sekä sähköverkkoinvestoinnin kuolettamisaika että tuulivoimahankkeen tuottojen odottamisaika ovat pitkiä. Tästä syystä tuottajan intressi keskijännite-, alue- tai kantaverkkoon liittyvän hankkeen osalta onkin laatia liittymissopimus määräajaksi noin 20 - 25 vuodeksi, mikä vastaa tuulivoimalan teknistaloudellista pitoaikaa. Tuotannon liittyessä pienjänniteverkkoon samaan sähkönkäyttöpaikkaan kulutuksen kanssa, ei pitkänaikavälin tulouttamiseen liittyvä riski ole verkkoyhtiölle niin suuri, kuin keskijänniteverkkoon liittyvien yksiköiden yhteydessä.

Kustannusten kohdistamiseen käytettävä menetelmä vaikuttaa hankkeiden taloudelliseen elinkelpoisuuteen. Yleisesti kustannusten kohdistamisessa on käytetty kolmea eri menetelmää ja niiden yhdistelmiä. Nämä menetelmät ovat esitettyinä kuvassa 7.1.



Kuva 7.1. Kustannusten kohdistamismenetelmät (Swider et al. 2008).

7.1.1 Matalat kustannukset (Shallow costs)

Mataliksi kustannuksiksi kutsutaan kustannuksia, jotka aiheutuvat siitä, kun tuulivoimakapasiteetti kytketään fyysisesti olemassa olevaan sähköverkkoon. Mataliin kustannuksiin katsotaan kuuluvaksi myös tuulipuistoa varten mahdollisesti rakennettava uusi sähköasema sekä tarvittavat liittymisjohdot. (Swider et al. 2008) Matalat kustannukset eivät sisällä pääomaa, joka tarvitaan mahdollisesti olemassa olevan sähköverkon vahvistamiseksi liittymispisteen jälkeen. Matalien kustannusten hyvä puoli on, että tuulivoimatuottajan verkkoliityntäkustannukset ovat kohtuulliset. Lisäksi tuottajan on helpompi arvioida liittymismaksun suuruutta jo esiselvitysvaiheessa, kun verkonhaltija huolehtii liittymispisteen taakse tarvittavasta siirtokapasiteetista. Tällöin sähköverkonhaltija on vastuussa liittymispisteen taakse vaadittavista vahvistusinvestoinneista. (Swider et al. 2008) Nämä investointikustannukset verkonhaltija kattaa siirtomaksuilla.

Matalien kustannusten menetelmä on läpinäkyvin sekä johdonmukaisin kaikista kustannusten kohdistamismenetelmistä. Menetelmä ei kuitenkaan anna tuulivoimahankkekehittäjälle kustannustietoa liityntäpisteen tehokkaasta määräytyksestä koko voimajär-

jestelmän kehittämisen kannalta. Tämä johtuu siitä, ettei synny arviota tuulipuiston kustannusvaikutuksista koko voimajärjestelmään. Menetelmä voikin johtaa tehottomaan sähkövoimajärjestelmän rakenteeseen ja näin ollen myös paikallisiin yli-investointeihin. (Barth et al. 2008) Lisäksi matalien kustannusten menetelmä voi lisätä projektin myöhästymisen mahdollisuutta, koska verkonhaltija voi joutua vahvistamaan verkkoaan ennen tuotannon liittämistä. Tämän vaatima aikataulu voi poiketa tuulivoimahankehittäjän tavoitteesta merkittävästi.

7.1.2 Syvät kustannukset (Deep costs)

Syvät kustannukset sisältävät fyysisen sähköverkkoliittynän lisäksi myös kustannukset, jotka aiheutuvat olemassa olevan sähköverkon vahvistamistarpeesta, kun uusi tuotantoyksikkö kytketään järjestelmään (Knight et al. 2005). Tämä voi sisältää myös korkeammilla jännitetasoilla vaadittavien vahvistuksien kustannukset. Knight et al. 2005 mukaan tämän kustannusten kohdistamisperiaatteen hyvänä puolena voidaan pitää sitä, että tuottajan ei tarvitse välttämättä maksaa sähköenergian siirrosta sähkövoimajärjestelmään. Liittymismaksun perustuessa syviin kustannuksiin, on liittymisen kustannus riippuva tuotantoyksikön sijainnista, mikä saattaa johtaa sähköenergian tuotannon kannalta parhaiden paikkojen hyödyntämättömyyteen. Tämä voi olla seurausta kompromissista, jossa joudutaan ratkaisemaan hankkeen toteutettavuus verrattaessa verkkoliittynän kustannuksia ja tuotantoennusteita. (Barth et al. 2008) Menetelmässä joudutaan määrittämään tehonjakolaskennan avulla kunkin tuotantoyksikön vaikutus olemassa olevaan sähkövoimajärjestelmään, jotta mahdollinen vahvistustarve saadaan selville. Vahvistustarpeen ilmetessä kohdennetaan sen kustannukset tuulivoimatuottajalle.

Kaikesta huolimatta vaadittavien vahvistuskustannusten kohdistaminen ei ole yksiselitteistä. Verkon vahvistaminen yhden tuottajan lisäämän yksikön takia auttaa mahdollisesti muita myöhempiä liittyjiä. Tällöin hinnoitteluperiaatteet eivät ole tasapuolisia ja läpinäkyviä. (Barth et al. 2008.) Toinen ongelma tämän kustannusten kohdistamismenetelmän vuoksi ilmenee, kun yksittäisen voimalaitoksen lisääminen tiettyyn verkon pisteeseen saa aikaiseksi verkon vahvistamistarpeen. Tilanne ei ole yksiselitteinen, kun pisteeseen liittyy myös muita asiakkaita. Tällöin vahvistustarpeen aikaansaava tuotantoyksikkö ei välttämättä ole suurin tekijä, minkä vuoksi vahvistus on kyseisen pisteen kohdalla ajankohtainen. Lisäksi sähkönsiirtomahdollisuudet paranevat vahvistetun verkon myötä. Tämä hyödyttääkin kaikkia jakelualueen asiakkaita. (Barth et al. 2008) Näin ollen voi olla mahdollista, että tämä johtaa osaoptimointiin, joka asettaa ensimmäisen tuulivoimatuottajan epäedulliseen asemaan. (Swider et al. 2008) Tämän menetelmän kohdalla onkin hyvin tärkeää määrittää säännöt, joiden mukaan säännellään liittymispisteen määrittystä sekä tarvittavat vahvistusinvestointien mittarit. Suurimmassa osassa tilanteista paikallinen jakeluverkkoyhtiö tai kantaverkkoyhtiö on taho, joka määrittelee tarvittavan vahvistuksien tason, koska nämä ovat vastuussa sähköön laadusta ja käyttövarmuuden säilymisestä. (Swider et al. 2008)

7.1.3 Hyvin matalat kustannukset (Super-shallow costs)

Hyvin matalien liittymiskustannusten menetelmässä tuulivoimatuottajalle ei kohdisteta verkon vahvistamiskustannuksia. Tässä menetelmässä kaikki verkkoliitännästä aiheutuvat investointikustannukset kohdistetaan verkkonhaltijoille, jotka socialisoivat nämä kaikille asiakkaille. Näin ollen verkon vahvistusinvestoinnit katetaan siirtomaksuilla saatavista tuloista. (Barth. et al. 2008.) Liittymiskustannusten socialisoiminen kaikkien asiakkaiden kesken voi johtaa asiakkaiden eriarvoisuuteen riippuen siitä, minkä jakeluverkkoyhtiön alueella sähkön käyttöpaikka sijaitsee. Tasavertainen kohtelu vaatisikin kustannusten socialisointia valtakunnallisella tasolla.

7.1.4 Matalien ja syvien kustannusten yhdistelmä

Yhdistelmämenetelmässä tuotantoyksikölle kohdistetaan liittymän fyysisestä rakentamisesta aiheutuvat kustannukset, kuten matalien ja syvien kustannusten menetelmissä. Tämän lisäksi tuotantoyksikölle kohdistetaan osuus vahvistusinvestoinneista. Tämä osuus määritetään tyypillisesti verkon käyttöön perustuen. Näin ollen tuotantoyksikölle kohdistetaan vahvistuskustannuksista osuus sen mukaan, miten suurta osaa tuotantoyksikön tuottama energia vastaa vahvistetun osan avulla siirrettävästä kokonaisenergiasta. (Knight et al. 2005) Verkonhaltijan kehittämisvelvoitteen piiriin kuuluvan osuuden kustannukset katetaan kaikilta asiakkailta saatavilla sähkön siirtotuloilla.

Jos kustannusten jakamismenetelmää ei kuitenkaan valvota ja säännellä, ovat eroavaisuudet menetelmän käytössä mahdollisia. Eräs tapa voisi olla määrittää tietty maantieteellinen alue liittymispisteen ympäriltä, minkä alueella tarvittavista vahvistusinvestoinneista tuottajan tulisi maksaa oma osuutensa. Tällöin kauempana tai ylemmillä jännitetasoilla vaadittavat vahvistuskustannukset kohdistettaisiin verkkonhaltijalle. (Barth et al. 2008)

7.1.5 Todelliset kustannukset

Todellisiin kustannuksiin perustuvassa kustannusten kohdistamismenetelmässä tuotantolaitokselle määritetään liittymispiste lähimmästä mahdollisesta sähköverkon pisteestä, johon tuotantoyksikkö voidaan kytkeä ilman vahvistusinvestointeja. Liittymispisteen määrittämisessä ei tällöin huomioida liittymispisteen jännitetasoa. Näin ollen tuottajalle kohdistetaan ne kustannukset fyysisen liittymän rakentamisesta pisteeseen, jonka kautta tuotettu sähköenergia voidaan siirtää. Tämän kustannusten kohdistamismenetelmän huono puoli tuulivoimatuottajan näkökulmasta on mahdollisesti hyvin korkeiksi kasvavat verkkoliityntäkustannukset. Kustannukset voivat olla jopa korkeammat kuin syvien kustannusten kohdistamismenetelmässä. Tämä voi olla seurausta tilanteesta, jossa etäisyys reunaehdot täyttävään pisteeseen on suuri. (Knight et al. 2005.)

7.2 Verkkokustannusten kohdistamisen problematiikka

Tuulivoimapuiston sähköverkkoliittynän omistamiseen liittyvät kysymykset nousevat esiin kustannusten kohdistamisen myötä. Miten määritellään sähköverkon omistus tilanteessa, jossa tuulivoimatuottajalle on kohdistettu verkkoliittynän fyysisestä rakentamisesta aiheutuvat kustannukset. Tällöin kyseinen sähköverkon osa puistolta liittymispisteeseen voi kuulua tuottajan omistukseen, koska se on tuottajan kustantama. Kyseinen menettely on Swider et al. 2008 mukaan yleisesti osapuolten hyväksymä. Tässä tilanteessa tuottajan ei tarvitse myöskään maksaa siirtomaksuja, mutta tämän huolehdittavakseen tulee sähköverkon käyttö- sekä kunnossapito.

Jos samalle maantieteelliselle alueelle rakennetaan lisää tuulivoimatuotantoa toisen tuottajan toimesta, ei verkkoliittynä aikaisemman tuottajan sähköverkkoon ole itsestään selvää. On mahdollista, että aikaisempi tuottaja on rakentanut uuden sähköaseman tuulipuistolleen. Todennäköisesti uuden tuottajan intressi olisi liittyä lähimpään mahdolliseen pisteeseen, joka sijaitisi olemassa olevalla sähköasemalla. Joutuuko myöhempi tuottaja maksamaan liittymismaksun tässä tilanteessa aikaisemmalle tuottajalle vai tuleeeko tämän rakentaa uusi liittynä sähköverkkoon jo olemassa olevan liittymispisteen viereen? Tilanne korostuu entisestään merituulipuistojen yhteydessä. (Swider et al. 2008.) Näiden seikkojen vuoksi olisi koko sähkövoimajärjestelmän kannalta tehokkainta, jos verkkoyhtiö omistaisi liittymisjohdot sähköasemineen ja voisi näin ollen valmistautua tulevaisuuden verkkolaajennuksiin sekä vastata verkon käytöstä ja kunnossapidosta.

On kuitenkin perusteltua, että verkkoliittynälle selkeästi kohdistettavissa olevat kustannukset, kuten liittymisjohdon rakentamiskustannukset tulisi kohdistaa liittyjälle. Verkonhaltijoita koskeva kehittämisvelvoite kuitenkin voi tuoda synergiaetuja, jolloin verkkoyhtiö voi saneerata omaa sähköverkkoaan esimerkiksi samaan kaapeliojaan tuulipuiston liittymisjohdon kanssa. Tällöin yhteiset investointikustannukset jaetaan sen mukaan, mikä osa niistä palvelee verkkoyhtiön kaikkia asiakkaita ja mikä osuus tuottajaa. Synergiaetuja on mahdollisuus saavuttaa myös uusien toiminnallisten komponenttien avulla. Esimerkiksi olemassa olevan sähköaseman uusi päämuuntajakapasiteetti voi hyödyttää verkkoyhtiötä. Tällainen tilanne on mahdollinen päämuuntajahuoltojen ja mahdollisten vikakeskeytysten osalta, jolloin tuotantoyksiköitä varten hankittu päämuuntaja voi toimia varasyöttönä 110 kV ja 20 kV verkkojen välillä.

7.3 Liittymismaksut Suomessa

Suomessa sovellettava liittymismaksukäytäntö riippuu liittymispisteen sijainnista. Näin ollen maksun määrittäminen on erilainen liittyessä alueellisen jakelu-, alue- tai kantaverkkoyhtiön hallinnoimaan julkiseen sähköverkkoon. Suomessa sovellettavat liittymismaksukäytännöt perustuvat mataliin kustannuksiin, syviin kustannuksiin tai matalien ja syvien kustannusten yhdistelmään.

Energiamarkkinavirasto on laatinut ohjeistuksen liittymismaksun määrittämisestä, kun tuotanto liittyy julkiseen sähkönjakeluverkkoon. Tässä ohjeistuksessa määritellään menetelmät, joita jakeluverkkoyhtiöiden on noudatettava liittymien hinnoittelussa. Ohjeistuksessa määritellään liittymissopimuksissa noudatettavat hinnoitteluperiaatteet. Kuitenkaan ohjeistuksessa ei ole käsitelty liittymismaksujen palauttamista asiakkaalle, jos sama liityntä tulee palvelemaan myös muita asiakkaita.

Jakeluverkkoon liittyessään liittymismaksu perustuu mataliin kustannuksiin, mikäli liittynnän kokonaisteho on enintään 2 MVA. Tällöin liittyjältä veloitetaan välittömät verkon laajentamisen aiheuttamat rakentamiskustannukset sekä mahdolliset suojauksien muutosten aiheuttamat kustannukset. Jos tuotantoa liitetään yli 2 MVA, veloitetaan tuottajalta edellä mainittujen lisäksi myös kapasiteettivarausmaksu, jolloin kyseessä on matalien ja syvien kustannusten yhdistelmä. Kapasiteettivarausmaksulla katetaan liittynnän suuruisen kapasiteetin varaaminen sekä mahdollinen verkon vahvistaminen, jonka tuotanto aiheuttaa olemassa olevan verkon osalta.

Liityttäessä 110 kV alueverkkoon tuottajalta veloitetaan välittömät rakentamiskustannukset. Tällöin liittymismaksu perustuu liittynnän rakentamisesta aiheutuviin todellisiin kustannuksiin kattaen uuden verkon rakentamisen sekä keskijänniteverkon että 110 kV verkon osalta. Myös liittymäpisteen taakse mahdollisesti vaadittavista rakennemuutoksista ja esimerkiksi muuntokapasiteetin lisäämisestä alue- ja kantaverkon välillä vastaa liittyjä. Näin ollen sovellettava liittymishinnoittelumenetelmä on syvien kustannusten periaatteen mukainen.

Kantaverkkoliittynnöille Fingrid Oyj:n vuodeksi 2012 ehdottama liittymismaksu perustuu matalien ja syvien kustannusten yhdistelmään kaikilla kantaverkon jänniteasoilla. Periaatteen mukaan liittyjä maksaa välittömien rakentamiskustannusten lisäksi kiinteän liittymismaksun, jolla liittyjä varaa liityntätehoaan vastaavan kapasiteetin sekä osallistuu voimajohdon kustannuksiin. Tämä maksu ei riipu liittymistehosta kuten jakeluverkossa vaan esimerkiksi 110 kV verkon osalta se perustuu keskimääräisen rengaskäyttöisen siirtojohdon rakentamiskustannuksiin. Aikaisemmin vuoden 2011 vuoden loppuun asti sovelletussa käytännössä liittymismaksu pohjautui matalien kustannusten periaatteeseen.

7.3.1 Kantaverkko 1.1.2008 - 31.12.2011

Kantaverkkoon liittymisen hinnoitteluperiaatteet on määritetty Fingridin 19.8.2008 päivätyssä ohjeistuksessa. Kantaverkkoon liittyessä tuottaja maksaa uusien toiminnallisten laitteiden aiheuttamat investointikustannukset. Ohjeistuksen mukaan liittyjän tulee vastata liittymiskustannuksista aiheuttamisperiaatteen mukaisesti. Tämä käsittää verkkoliittynnän fyysisen rakentamisen tuulipuistolta liittymispisteeseen. Tämän lisäksi liittyjälle kohdistetaan liityntäkentän ja liittynnän aiheuttamat kytkinlaitteiden kustannukset. Näiden kustannusten lisäksi tuottajalle kohdistetaan myös osuus sähköaseman yhteisten laitteiden kustannuksista sekä tarvittavien suojausmuutosten aiheuttamat kustannukset.

Yhteisiksi laitteiksi liittynnöistä katsotaan tyypillisesti 10 - 30 % sähköaseman kokonaiskustannuksista. Yhteisiin laitteisiin katsotaan kuuluvaksi sähköaseman osat, joita

ei voida kohdistaa yksittäisille johto- tai muuntajakatkaisijakentille. Näitä ovat esimerkiksi kiskokatkaisija, kiskojen jännitemuuntajat, sähköasemarakennus, tasasähköjärjestelmät, kaukokäyttö- ja viestijärjestelmät. Jos sähköasema on yhden jännitetason asema, kohdistetaan kustannukset kytkinkenttien lukumäärän suhteessa. Puolestaan kahden tai useamman jännitetason aseman tapauksissa yhteiset kustannukset määritetään kiskokohdaisista sekä sähköasemaa palvelevista kustannuksista. Nämä saadaan määritettyä jakamalla kustannukset ensin jänniteportaittain kytkinlaitoksille ja tämän jälkeen kytkinkentille. Liittynän toteuttamisesta vastaa sähköaseman omistaja. Omistaja vastaa sähköaseman rakentamis- ja ylläpitokustannuksista.

Tuottaja osallistuu liittynän rakentamisessa Fingridin käyttöomaisuuden hankintaan ja voi tästä syystä käsitellä osuutensa investoinnista elinkeinotulon verottamisesta annetun lain tai sitä korvaavan lain mukaisella tavalla. Laadittaessa liittymis- ja rakentamissopimusta kustannusten lähtökohtana käytetään rakentamiskustannusarvioita, jotka perustuvat viimeisimpiin toteutuneisiin hankkeisiin. Lisäksi huomioidaan Fingridin projektointikustannukset. Lopulliset liittynän kustannukset perustuvat todellisiin syntyneisiin kustannuksiin. (Fingrid 2008a.)

Kantaverkkotariffilla katetaan kantaverkon kehittäminen, toimintakyvyn ylläpito sekä koko järjestelmää palvelevat verkkoinvestoinnit. Jos tuottajan uusiin tai olemassa oleviin liittymispisteeseen liittyy suoraan tai välillisesti sähköön tuontia tai vientiä, poikkeuksellisen suuri kulutuksen tai tuotannon kasvu tai muu vastaava syy, sovitaan tämän aiheuttamien vahvistuskustannusten kohdistamisesta tuottajan ja Fingridin kesken. Liittyvä tuottaja voi maksaa liityntänsä aiheuttamat kustannukset kertamaksuna tai vuosittain maksettavana käyttöoikeusmaksuna. (Fingrid 2008a.)

Kantaverkkopalvelusopimuskaudella 1.1.2008 - 31.12.2011 liittyvältä tuottajalta veloitetään lisäksi kantaverkkotariffia 0,30 €/MWh tuotettua energiaa kohden sekä liityntäpistemaksua 1000 €/kuukausi. (Fingrid 2008b.)

7.3.2 Kantaverkko 1.1.2012 alkaen

Fingrid Oyj on ehdottanut uuden liittymismaksukäytännön käyttöönottoa vuoden 2012 alusta alkaen. Uusi käytäntö Fingridin mukaan selkeyttää maksukäytäntöä sekä sopijapuolten välisiä vastuukysymyksiä liittynän elinkaaren ajalta sekä ohjaa liittymistä käytövarmuuden ja kustannustehokkuuden kannalta koko sähköverkossa. Lisäksi uudella käytännöllä halutaan ohjata tuulivoimaloiden liittymistä jakelu- ja kantaverkon välillä. Kantaverkon osalta liittynät halutaan ohjata ensisijaisesti kytkinasemille johdonvarsiliityntöjen sijaan. Uuden käytännön mukaan tapauskohtainen liittymismaksuhinnoittelu muutettaisiin keskimääräisiin toteutuneisiin kustannuksiin perustuvaksi. Lisäksi liittymismaksut määritettäisiin jänniteportaittain sekä erikseen kantaverkon sähköasemille ja voimajohdoille. (Parviainen 2011.)

Kantaverkon liityntöjen määrällä ja liittymistavalla on Fingridin esityksen mukaan merkittävä vaikutus kantaverkon käyttövarmuuteen ja hallittavuuteen. Tämän lisäksi edellä esitetty 2011 vuonna voimassa oleva liittymismaksukäytäntö ei ole tasapuolinen liittyjien kesken. Tämä on seurausta siitä, että sähköasemalle liittyjä osallistuu sähkö-

aseman yhteisiin kustannuksiin, mutta johdon varrelle liittyvältä asiakkaalta ei ole edellytetty osallistumista voimajohdon kustannuksiin. Näin ollen vuoden 2011 liittymismaksukäytäntö on ohjannut alle 25 MVA liittynyt rengaskäyttöisiin voimajohtoihin, millä on kantaverkon käytettävyyttä heikentävä vaikutus.

Fingridin uuden liittymishinnoittelun esityksen mukaan liittyjä maksaa liittynästä aiheutuvat välittömät rakentamiskustannukset. Näihin sisältyvät liittytäjohto hankealueelta kantaverkon liittymispisteelle ja mahdollisen 110/20 kV sähköaseman rakentaminen päämuuntajineen. Tämän lisäksi liittyjä maksaa voimajohdon siirtotarpeeseen suhteutetun osuutensa voimajohdon kustannuksista. Kantaverkossa on 110 kV rengaskäyttöisiä voimajohtoja noin 163 kpl. Näiden pituus on keskimäärin 43 km. Yhden 110 kV voimajohdon keskimääräinen siirtokapasiteetti on 250 MW ja rakentamiskustannukset vuonna 2011 ovat noin 140 000 €/km, jolloin yhden MVA:n kustannusosuudeksi saadaan määritettyä $43 \text{ km} \cdot 140\,000 \text{ €/km} / 250 \text{ MW} = 24\,000 \text{ €/MW}$. Tämän pohjalta puolestaan 25 MW liittynän osuudeksi Fingrid Oyj on määrittänyt liittymismaksun, joka on $24\,000 \text{ €} \cdot 25 \text{ MW} \approx 600\,000 \text{ €}$. Tämä on liittymismaksun suuruus, kun liittytä toteutetaan olemassa olevalle 110 kV kytkinlaitokselle. Liittymismaksu on 110 kV johdonvarsiliittynällä 500 000 € ja uudelle kytkinasemalle liittyttäessä 1,8 M€, joka kattaa kytkinlaitoksen rakentamisen. Kytkinlaitoksen rakentaminen sisältää kolme kappaletta 110 kV kenttiä, jotka kukin sisältävät erottimen sekä katkaisijan suojauksineen. Jos asiakasta varten rakennettavalle kytkinlaitokselle liittyy ensimmäisten kymmenen vuoden aikana muita asiakkaita, hyvitetään alkuperäiselle liittyjälle $2 \cdot 600\,000 \text{ €}$. Mikäli asiakkaan liittynän toteuttaminen edellyttää rakenteellisia muutoksia olemassa olevaan verkkoon tai muita erityistarpeita liittynän toteuttamisen osalta, tulee liittyjän vastata näiden aiheuttamista välittömistä kustannuksista. Liittymismaksut ovat tarkemmin esitettyinä taulukossa 7.1.

Taulukko 7.1. Fingrid Oyj:n ehdotus liittymismaksukäytännöksi 1.1.2012 alkaen (Parviainen 2011).

Kantaverkon liittymismaksut, 2012	
Liittytä 400 kV kantaverkon kytkinlaitokseen:	2,0 M€
Liittytä 220 kV kantaverkon kytkinlaitokseen:	1,2 M€
· Asiakkaan tarpeesta uusi kytkinlaitos	3 x 1,2 M€ *)
Liittytä 110 kV kantaverkkoon:	
· Johdonvarsiliittytä (enintään 25 MVA)	0,5 M€
· Nykyinen kytkinlaitos	0,6 M€
· Asiakkaan tarpeesta uusi kytkinlaitos	3 x 0,6 M€ *)
*) Hyvitys $2 \times 0,6 \text{ M€}$ (110 kV)/ $2 \times 1,2 \text{ M€}$ (220 kV), jos tähän kytkinlaitokseen rakennetaan uusia liittytöjä ensimmäisen kymmenen vuoden aikana kytkinlaitoksen käyttöönotosta	

Jos asiakkaan liittyminen edellyttää erityisiä ratkaisuja, on asiakkaan vastattava näiden aiheuttamista kustannuksista. Liittytää koskettavat käyttö- ja kunnossapitokus-

tannukset sekä perusparannukset katetaan kantaverkkotariffilla. Fingridin ehdottamaa liittymismaksua tulnaisiin päivittämään vuosittain toteutuneiden rakentamiskustannusten perusteella.

7.3.3 Jakeluverkko

Energiamarkkinavirasto on määrittänyt menetelmän tuotannon liittämiseksi perittävistä maksuista. Tämä ohjeistus on otettu käyttöön 1.5.2011 alkaen laadittavissa liittymissopimuksissa. Ohjeistuksen tavoitteena on ollut valtakunnallisesti yhdenmukainen menetelmä, koska liittyjien keskuudessa on ollut huoli hinnoittelun oikeudenmukaisuudesta. Oleellisin muutos hinnoittelussa on kapasiteettivarausmaksun käyttöön ottaminen ja sen määrittelytavan yhtenäistäminen. Verkon haltijoiden tulee laatia kirjalliset hinnoittelumenetelmät ja -periaatteet tuotannon verkkoon liittämiseksi. (Energiamarkkinavirasto 2011)

EMV:n ohjeistuksessa on määritelty liittymishinnoitteluperiaatteet erikseen enintään 2 MVA sekä yli 2 MVA tuotantoyksiköille. Yli 2 MVA tuotantoyksikön liittymishinta muodostuu verkon laajentamisen rakentamiskustannuksista sekä kapasiteettivarausmaksusta olemassa olevaan sähköverkkoon. Sähköverkon laajentamiseksi katsotaan uusien toiminnallisten komponenttien lisääminen osaksi olemassa olevaa verkkoa. Energiamarkkinavirasto on laatinut kapasiteettivarausmaksun määrittämistä varten laskentatyökalun. Enintään 2 MVA tuotantoyksiköiden tapauksessa liittymismaksu koostuu välittömistä verkon laajentamisesta aiheutuvista rakentamiskustannuksista. (Energiamarkkinavirasto 2011) Lisäksi mahdolliset suojausten muutoksista aiheutuvat kustannukset veloitetaan liittyjältä. Ohjeistuksessa ei käsitellä liittymismaksujen palauttamista. Palauttaminen voi tulla kyseeseen, jos samalle liittymisjohdolle tai -asemalle liittyy myöhemmässä vaiheessa myös muita tuottaja-asiakkaita.

7.3.4 Kapasiteettivarausmaksun määrittäminen

Nimellisteholtaan yli 2 MVA tuotantoyksiköiden liittyessä jakeluverkkoon, veloitetaan liittyjältä rakentamiskustannusten lisäksi kapasiteettivarausmaksu. Kapasiteettivarausmaksun avulla on tarkoitus kattaa olemassa olevan sähköverkon komponenttien vahvistaminen. Lisäksi liittyjä on oikeutettu varaamaan maksuperusteena olevan liittymistehon suuruisen siirtokapasiteetin. (Energiamarkkinavirasto 2011) Kapasiteettivaraus tulee olla tasapuolinen kaikkia liittyjä kohtaan, jolloin vahvistustarpeen aikaansaavalle liittyjälle ei kohdisteta kaikkia vahvistamisesta aiheutuvia investointikustannuksia. Tämän lisäksi EMV:n laatiman ohjeistuksen mukaan kapasiteettivarausmaksun tulee olla suhteutettu liittyjän tehoon sekä siitä verkolle aiheutuviin kustannuksiin.

Kapasiteettivarausmaksun määrittelyssä vahvistuskustannukseksi lasketaan olemassa olevan sähköverkon komponenttien korvaaminen vahvemmillä komponenteilla. Tällöin vahvistuskustannuksena huomioidaan ainoastaan vanhan ja uuden komponentin jälleenhankinta-arvon välinen erotus. Jälleenhankinta-arvot määritetään EMV:n laatimien verkkokomponenttien yksikköhintaluettelon perusteella. Tämä perustuu siihen, että

tehontarve sekä siirtoetäisyys vaikuttavat sähköverkon mitoittamiseen. Vahvemmaksi mitoittettavan sähköverkon arvo on puolestaan suurempi. (Energiamarkkinavirasto 2011)

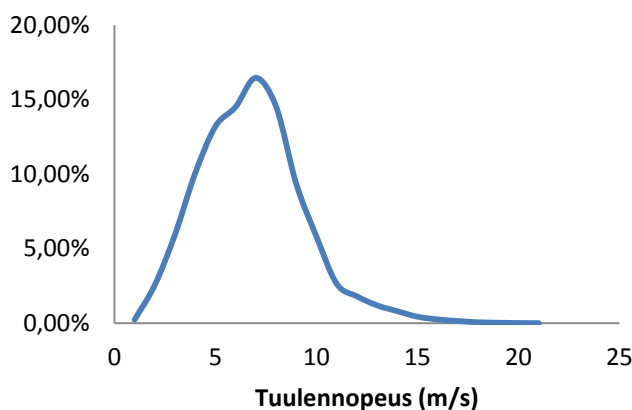
Huomioimalla ainoastaan vanhan komponentin jälleenhankinta-arvon ylittävä kustannus, saadaan määritettyä vahvistuskustannusten suuruus. Näin ollen ylläpito- ja laajennuskustannukset eivät vaikuta kapasiteettivarausmaksuun. Tällä tavoin määritetään marginaalikustannukset jokaiselle komponenttiryhmälle erikseen kilovolttiampeerikohdaisesti. Marginaalikustannuksen avulla voidaan määrittää tehonsiirtokapasiteetin lisäämisen sekä rakentamiskustannusten suhdetta. Keskijänniteverkon marginaalikustannusten määrittämistä varten verkkoyhtiön on tiedettävä keskimääräinen keskijänniteverkon johtolähdön pituus sekä johdinten kuormitettavuudet johdintyypeittäin. Lisäksi marginaalikustannusten määrittämiseksi on tiedettävä suurin sallittava jännitteenalenema, koska pitkillä johto-osuuksilla tehonsiirron mitoittavaksi tekijäksi muodostuu kuormitettavuuden sijaan jännitteenalenema. Verkkoyhtiöt voivat itse määritellä suurimman sallittavan jännitteenaleneman toimintaympäristöstään riippuen. Kapasiteettivarausmaksun määrittämisperiaatteessa ei kuitenkaan erillisesti huomioida tuotannon aiheuttamaa jännitteenousua. Ilmajohdoverkolle marginaalikustannus saadaan määritettyä, kun muodostetaan kuvaaja kustannuksista tehonsiirtokyvyn funktiona. Maakaapeliverkon marginaalikustannus määritetään vastaavasti. Päämuuntajakapasiteettia kuvaava marginaalikustannus määritetään yksikköhintojen ja muuntajien nimellistehon perusteella. Kapasiteettivarausmaksu saadaan lopulta laskemalla summa komponenttiryhmäkohtaisista marginaalikustannuksista. (Energiamarkkinavirasto 2011)

8 ESIMERKKITARKASTELU

Tässä luvussa tarkastellaan kahdeksan tuulivoimalan verkkoliittynän toteutusta. Ensimmäiseksi luvussa analysoidaan tuulivoimaloiden verkkoliittynän teknistä toteutettavuutta eri vaihtoehtojen avulla. Tämän jälkeen analysoidaan näiden tarkastelujen pohjalta eri vaihtoehtojen kokonaiskustannuksia. Lopulta arvioidaan toteuttamiskelpoisimman verkkoliittynän vaikutusta hankkeen kannattavuuteen. Teknisten reunaehtojen täyttyminen on analysoitu PowerWorld-ohjelmistolla. Sähköverkon rakentamiskustannusten määrittämisessä on soveltuvilta osin käytetty Energiamarkkinaviraston julkaisemaa verkkokomponenttien indeksikorjattuja yksikköhintoja vuonna 2011.

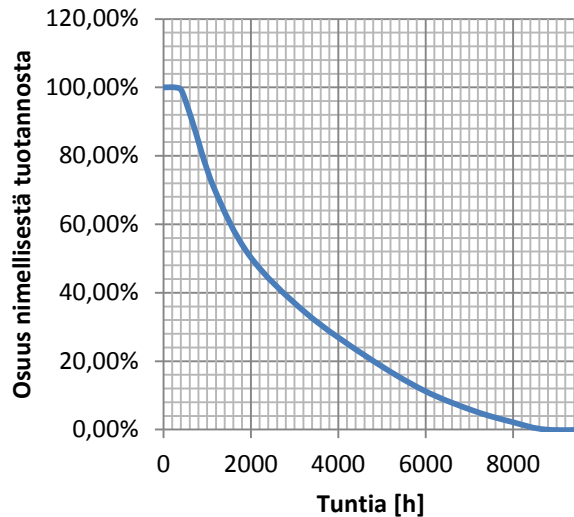
Tarkasteluissa on hyödynnetty WinWind Oy:n 3 MW:n WinWind 3 turbiinin tietoja. Tuotantoyksiköiden yhteenlaskettu teho on näin ollen 24 MW. Voimalan tornikorkeudeksi on mahdollista valita 90 - 120 m ja roottorin halkaisijaksi 100 m, 109 m tai 120 m. Voimaloissa käytettävät generaattorit ovat tyypiltään kestopagneetti tahti-generaattoreita, joiden teho syötetään sähköverkkoon täydelle teholla mitoitetujen suuntaajien välityksellä. Näin ollen ne kykenevät säätämään tehokerrointaan aktiivisesti välillä $\cos\phi = 1 - 0,86$ ind/kap, joka on hyödynnettävissä myös silloin, kun voimala toimii nimellisellä pätöteholtaan. (WinWind 2011.)

Tuuliatlaksen mukaan alueiden keskituuli 100 m korkeudessa on noin 6 - 8 m/s. Tuotantoyksiköiden vuosituotannon ja häviöenergian ja siirtokustannusten arvioinnissa on hyödynnetty vastaavanlaisissa olosuhteissa mitattua tuulennopeuden jakaumaa. Tuulennopeusjakauman avulla on määritetty odotettavissa oleva vuosittainen tuotanto. Tämä on esitettyä kuvassa 8.1. Tuuliatlaksen mukaan tuulisuusolosuhteet voivat olla alueella tätäkin paremmat. Näin ollen tuotettavissa oleva sähköenergia tulee arvioida myöhemmässä vaiheessa paikallisten mittausten perusteella.



Kuva 8.1. Esimerkkitarkastelun tuulennopeusjakauma.

Kuvan 8.1 mukaisissa olosuhteissa määritetty WinWind 3 turbiinin ideaalinen pysyvyyskäyrä on esitettyä kuvassa 8.2. Tästä nähdään, että tuulivoimalat tuottavat sähköenergiaa nimellisellä tehollaan vain pienen osan vuoden tunteista. Esimerkin mukaisissa olosuhteissa tämä aika olisi alle 300 tuntia vuodessa. Tämä aika vuodesta kuvaa sitä ajanjaksoa, jolloin sähköenergian siirtoon vaadittava kapasiteetti on maksimitehon suuruinen.



Kuva 8.2. Ideaalinen tuotannon pysyvyyskäyrä esimerkin olosuhteissa.

8.1 Sähköverkkoliittynän tekninen toteutettavuus

Voimalat sijoittuvat kahdelle erilliselle hankealueelle, joiden etäisyys toisistaan on noin 6 km. Näin ollen lähin 110/20 kV sähköasema sijaitsee noin 5 - 15 km etäisyyksillä suunnitelluista tuulivoimaloista, kun etäisyys hankealueista sähköasemalle määritetään nykyisiä johtokatuja pitkin. Tämä sähköasema syöttää ainoastaan sitä lähellä olevan taajama-alueen kuormitukset ja hankealueiden jakeluverkko syötetään toiselta sähköasemalta, joka sijaitsee noin 15 - 20 km päässä suunnitelluista voimaloista. Tuulivoimaloiden hankealuetta lähimpänä olevaa sähköasemaa ei alustavien tietojen perusteella pysty laajentamaan. Näin ollen voimaloiden liittäminen sähköverkkoon tulee vaatimaan uuden jakelujännitteisen verkon sekä mahdollisesti uuden 110/20 kV johdonvarsisähköaseman rakentamista. 110 kV:n voimajohto kulkee 5 km etäisyydellä toisesta hankealueesta ja 15 km päässä toisesta, kun etäisyys määritetään nykyisiä johtokatuja pitkin. Tästä syystä etäisyys uudelle johdonvarsisasemalle tulisi olemaan maksimissaan noin 5 - 15 km riippuen tarkasteltavasta hankealueesta. 110 kV:n verkon rakentaminen on rajattu tarkastelujen ulkopuolelle, koska sen vaatima lupaprosessi on liian pitkä hankkeen suunnittelulle toteuttamisaikataululle. Lisäksi 110 kV verkon rakentamiskustannukset ja ympäristövaikutukset ovat niin suuret, että kyseisen voimajohdon toteutettavuus ei ole kyseiselle alueelle ympäristöllisistä tai maankäytöllisistä näkökulmista perusteltua.

Tässä luvussa tarkastellaan seuraavaksi kolmea eri vaihtoehtoa tuulivoimaloiden liittämiseksi sähkövoimajärjestelmään. Samaan liittymispisteeseen liitettävän kokonaistuotantotehon ollessa alle 25 MVA voidaan liityntä kantaverkkoon toteuttaa johdonvarsiliityntänä. Näin ollen lähtökohtana on pidetty johdonvarsiliityntää ja uuden sähköaseman rakentamista. Lisäksi tuulivoimalat sähköasemalle liittävän jakeluverkon rakenteen osalta arvioidaan kolmea eri vaihtoehtoa. Näistä kahdessa ensimmäisessä vaihtoehdossa jännitetasoksi on valittu 20 kV ja lisäksi verkkotopologiat ovat samanlaiset. Muutoksia vaihtoehtojen välillä tehdään johtolähtöjen mitoituksessa. Kolmannen vaihtoehdon kohdalla jännitetasoksi on valittu 33 kV ja tämän lisäksi verkkotopologiaa ja näin ollen jakeluverkon rakennetta muutetaan. Tarkastelujen verkkorakenteissa ei oteta kantaa maankäyttöön, joka tulee huomioida sähköverkon toteutussuunnittelussa ja lopullisen verkstorakenteen valinnassa.

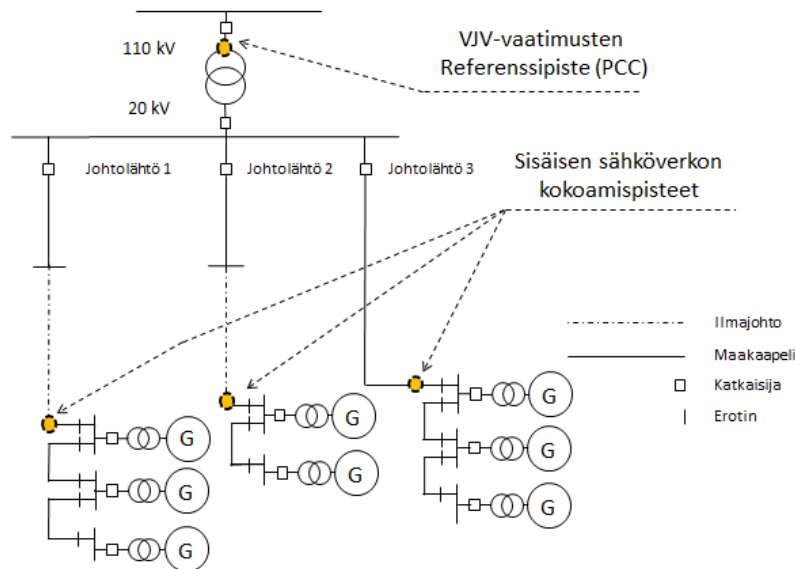
8.2 Vaihtoehto 1

Tässä vaihtoehdossa voimalaitokset tulevat liittymään 110 kV kantaverkkoon johdonvarsiliitynnällä, ja näin ollen liityntää varten on rakennettava 20 kV jakeluverkkoa sekä uusi 110/20 kV johdonvarsisähköasema. Tarkasteltavaan jakeluverkkoon ei liity kuormitusta, jolloin jännitteenvaihtelu voi olla voimalaitokset yhdistävän jakeluverkon alueella ainakin $\pm 10 \%$ nimellisestä jännitearvosta. Tässä tapauksessa onkin oleellista, että jännitteenmuutos ei ole niin suuri tuotantotehojen muuttuessa, että voimalaitosten suojaus irrottaisi tuotantoa verkosta.

Tarkastelujen mukaisissa tilanteissa tuulivoimaloiden järjestelmäteknisten vaatimusten mukainen referenssipiste sijaitsee 110/20 kV päämuuntajan yläjännitepuolta vastaavassa sähköisessä pisteessä. Tästä syystä tulee tarkastella suurinta jännitteenmuutosta 110 kV verkossa Fingridin voimajohdolle liityttäessä. Tämä voimajohto on osa rengaskäyttöistä 110 kV kantaverkkoa. Askelmaiset muutokset ovat suurimmat, kun voimalat kytkeytyvät tai irtoavat sähköverkosta täydellä teholla. Voimalat kuitenkin hajaantuvat maantieteellisesti ja tulokset ovatkin siinä suhteessa suuntaa-antavia, koska Fingridin ohjeistuksen mukaisesti on suositeltavaa, että kaikki tuulivoimalaitokset eivät käynnisty tai sammu samanaikaisesti. Porrastetut käynnistäminen ja sammuttaminen puolestaan mahdollistavat verkon jännitteensäätöön osallistuvien käännytkimien ja kompensointilaitteiden toiminnan muutoksen pienentämiseksi.

Uusi 110/20 kV kevytrakenteinen sähköasema tultaisiin rakentamaan 110 kV linjan välittömään läheisyyteen. Tarkastelussa sähköä siirtäminen tuotantoyksiköiltä sähköasemalle toteutetaan 20 kV jännitetasossa. Keskijänniteverkon rakenne on kuvattuna kuvassa 8.3, jonka mukaisesti tuulivoimalat liittyisivät sähköasemalle kolmella erillisellä johtolähdöllä. Näistä kahdelle liittyisivät kauimmaisesta viisi tuotantoyksikköä, jotka sijaitsisivat noin 15 km etäisyydellä johdonvarsiasemasta, kun etäisyys määritetään nykyisiä johtokatuja pitkin. Ensimmäisen 9 km matkalta johtolähtöjen rakenne on ilmajohtoa. Kolmas johtolähdön pituus hankealueelta sähköasemalle on noin 6 km. Tältä alueelta kaikki kolme johtolähtöä rakennetaan maakaapelina. Lisäksi kunkin johtolähdön

on oletettu vaativan maksimissaan 3 km maakaapelia sisäisensähköverkon kokoamis-
 pisten jälkeiseen puiston sisäiseen sähköverkkoon. Edellä esitetyt tiedot ovat esitettynä
 kuvassa 8.3.



Kuva 8.3. Verkkokaavio voimaloiden verkkoliittynnin toteutuksesta.

Hankealueen sisäinen sähköverkko rakennetaan tyypillisesti maakaapelina. Tähän on perusteena se, että yleensä joudutaan tekemään maanrakennustöitä voimaloille kulkevaa huoltotiestä varten. Tällöin maakaapeli voidaan asentaa samassa yhteydessä huoltoteiden varten hyvin kustannustehokkaasti.

Kauemmalta hankealueelta lähtevien johtolähtöjen 1 ja 2 alustava johtoreitti kulkee mantereella päällystettynä avojohtona teiden varsia tai nykyisiä johtokatuja pitkin ensimmäiset 9 km. Tällöin johtolähtöjen käyttövarmuus on parempi kuin metsään rakennettaessa. Lisäksi tämä on kustannustehokkain tapa sähköverkon rakentamiseksi. Johtoreitin maasto on hyvin louhikkoinen, mistä syystä maakaapelointi olisi todennäköisesti hyvin haasteellista. Ensimmäisten 9 km:n jälkeen johtolähdöt 1 ja 2 kulkevat johdonvariasemaa lähempänä olevalle hankealueelle. Tältä hankealueelta kaikki kolme johtolähtöä rakennetaan maakaapelina 6 km:n matkalta aina sähköasemalle saakka. Tämä on perusteltua verkon toimitusvarmuuden näkökulmasta ja lisäksi maakaapeloinnilla ei ole maisemallista vaikutusta. Lisäksi kaapelit voidaan asentaa samaan kaivantoon.

Sähköverkko on mallinnettu Powerworld-ohjelmistoon syöttämällä siihen johdinosuuksien resistanssi- ja reaktanssi arvot, päämuuntajan arvot sekä 110 kV liittymispisteen arvot suhteellisarvoina. Suhteellisarvot ja niiden laskenta on esitettynä liitteessä 1. Seuraavassa taulukossa on esitetty käytettävien johdinosuuksien sekä lähtöjen kokonaispituudet ja johdinten tekniset tiedot.

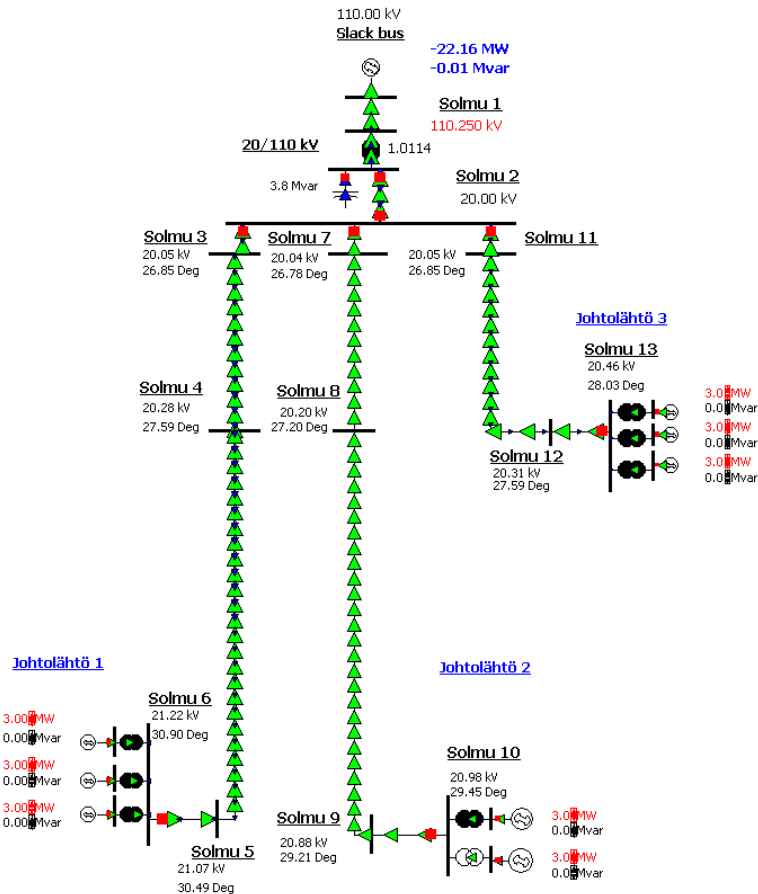
Sähköaseman käämikytkin on asetettu niin, että sähköaseman 20 kV kiskossa jännitteen arvo on 20.00 kV. Tehonjakolaskennassa käytetyt johtolähtöjen pituudet ja johdintyyppien tiedot ovat esitettynä taulukossa 8.1. Taulukossa esitetty virran maksimiarvo kuvaa suurinta mahdollista pätövirtaa, joka saa aikaiseksi verkonalueella syntyvät

kuormitushäviöt. Tästä virran suuruudesta määräytyy virtalämpöhäviöiden maksimiarvo.

Taulukko 8.1. Kuvan 8.4 mukaisen tilanteen rakennetiedot.

Johtolähtö 1	Solmuväli	Pituus (km)	Johdintyyppi	R (Ω)	X (Ω)	Kuormitettavuus	I_{MAX} (A)
	2 - 3	1	AHXAMK-W 3x240Al	0,125	0,110	385	260
	3 - 4	5	AHXAMK-W 3x240Al	0,625	0,550	385	
	4 - 5	9	PAS 150	2,124	2,286	485	
	5 - 6	3	AHXAMK-W 3x240Al	0,375	0,330	385	
yhteensä		18		3,249	3,276		
Johtolähtö 2	2 - 7	1	AHXAMK-W 3x240Al	0,125	0,110	385	173
	7 - 8	5	AHXAMK-W 3x240Al	0,625	0,550	385	
	8 - 9	9	PAS 120	2,592	2,700	430	
	9 - 10	3	AHXAMK-W 3x240Al	0,375	0,330	385	
yhteensä		18		3,717	3,690		
Johtolähtö 3	2 - 11	1	AHXAMK-W 3x240Al	0,125	0,110	385	260
	11 - 12	5	AHXAMK-W 3x240Al	0,625	0,550	385	
	12 - 13	3	AHXAMK-W 3x240Al	0,375	0,330	385	
yhteensä		9		1,125	0,990		

Tehonjakolaskennassa tuotantoyksiöt toimivat tehokertoimella 1. Näin ollen voimat eivät kuluta loistehoa tai tuota sitä. Tässä tilanteessa jakeluverkon alueella syntyvä häviöenergia tulee myös minimoitumaan. Vaihtoehtoon yksi mukainen tehonjakolaskennan tulos on esitetty kuvassa 8.4, johon on merkattuna solmupisteiden jännitteiden suuruudet.



Kuva 8.4. Vaihtoehdon yksi tehonjakolaskennan tulos.

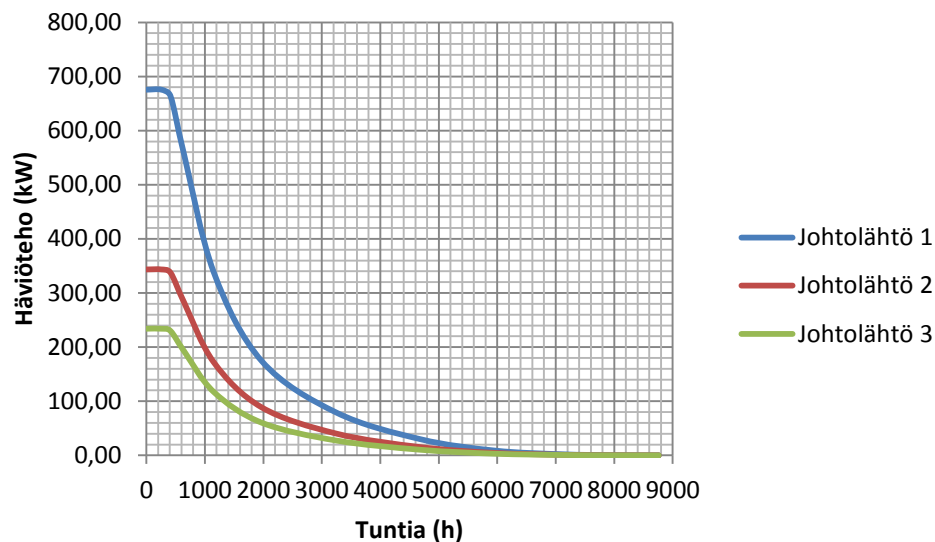
Kuvasta 8.4 havaitaan, että suurimmillaan jännitteennousu on solmupisteessä 6 johtolähdöllä yksi, jolle liittyy kolme tuotantoyksikköä. Tehonjakotarkastelussa voimalaitokset liittyvät kaikki samaan sähköisesti kauimmaiseen solmupisteeseen, jolloin tilanne kuvautuu pahempana, mitä se todellisuudessa tulisi olemaan. Jännitteennousu solmupisteessä 6 on 6,10 % ja tämän johtolähdön sisäisen sähköverkon kokoamis pisteessä, solmussa 5, jännitteennousu on 5,35 %. Tarkastelussa jännitetason hallinnalle asetettu maksimissaan 10 % muutos nimellisestä tasosta täytyykin jakeluverkon alueella.

Tuotantoyksiköiden liittymisverkon alueella kulutetaan loistehoa yhteensä noin 3,8 Mvar:ia. Kompensoitaessa tämä loisteho sähköaseman keskijännitekiskoon liitettävien kompensointikondensaattoreiden avulla, voidaan määrittää suurin 110 kV jännitteenmuutos 110 kV verkossa. Tällöin jännitteenmuutos on Fingridiltä saadun perustilanteen mukaisessa tilanteessa 0,23 %.

Tuotannon aiheuttamat lämpövirtahäviötehojen pysyvyyskäyrät ovat esitettynä kuvassa 8.3. Näiden määrittämiseksi on hyödynnetty keskimääräisesti aluetta kuvaavaa tuotantoyksikön pysyvyyskäyrää, joka on esitetty kuvassa 8.2. Häviötehot ovat määritetty johtolähtöjen resistanssien sekä tuotantotehoja vastaavien kuormitusvirtoja avulla käyttäen kaavaa 6.7. Pysyvyyskäyrien määrittämisessä on oletettu, että virran suuruus on vakio koko johtimen matkalla. Tällöin laskennassa ei ole huomioitu sitä, että johtimen

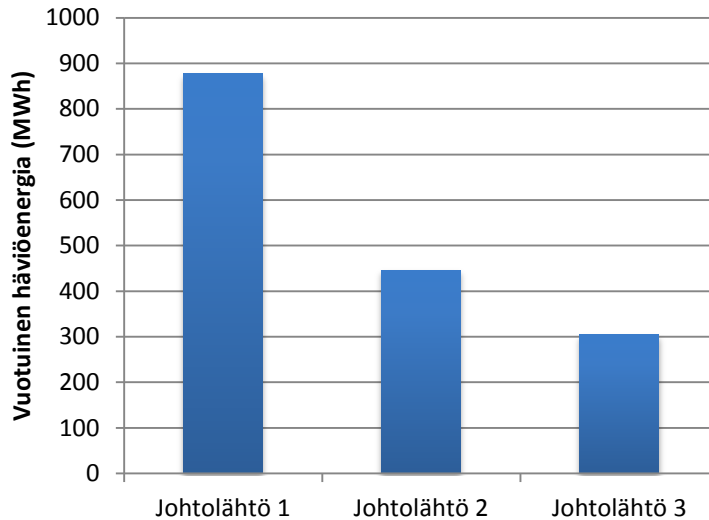
resistanssissa syntyvät pätötehohäviöt pienentävät kuormitusvirran suuruutta kuljettaessa johtolähtöä kohti sähköasemaa. Pysyvyyskäyrät kuvaavat koko vuotta, jolloin niistä voidaan arvioida kuinka monta tuntia vuodessa kukin häviöteho tulee realisoitumaan.

Häviöiden määrittämisessä on tehty oletus, että jokainen tuotantoyksikkö alueella toimii samanaikaisesti yhtä suurilla tehoilla, mikä todellisuudessa ei pidä paikkaansa maaston rosoisuuden ja tuotantoyksiköiden toisilleen aiheuttamien varjostusvaikutusten vuoksi. Lisäksi tuotantoyksiköiden maantieteellinen etäisyys toisistaan tulee aiheuttamaan muutosta tehojen suuruudessa. Näin ollen tulos kuvautuu todellisuutta pahempaan, mutta sen avulla pystytään laatimaan arvio häviötehojen suuruuksista. Määrittämisessä ei ole huomioitu sitä, että tehohäviöt pienentävät kuormitusvirtaa edettäessä johtolähtöä kohti asemaa, vaan kuormitusvirran suuruus on oletettu vakioksi koko johtolähdön matkalla. Lämpövirtahäviöiden lisäksi tehohäviöitä syntyy tuuliturbiinien blokkimuuntajissa sekä sähköaseman päämuuntajassa. Tästä syystä kuvan 8.5 yhteenlaskettu häviöteho poikkeaa kuvasta 8.4. Siinä on esitetty kantaverkkoon syötettävä tuotantoteho, kun voimaloiden tuotantotehosta vähennetään häviöiden osuus.



Kuva 8.5. Vaihtoehdon 1 lämpövirtahäviöiden pysyvyyskäyrät.

Lämpövirtahäviötehojen pysyvyyskäyrien avulla voidaan määrittää jakeluverkossa syntyvä vuotuinen häviöenergia. Häviöenergia saadaan määritettyä pysyvyyskäyrien ja aika-akselin väliin jäävän pinta-alan suuruudesta. Tämä voidaan laskea käyttäen yhtälöä 6.8. Näin lasketut häviöenergiat ovat esitettynä kuvassa 8.6.



Kuva 8.6. Vaihtoehdon 1 lämpöhäviöenergiat.

8.3 Vaihtoehto 2

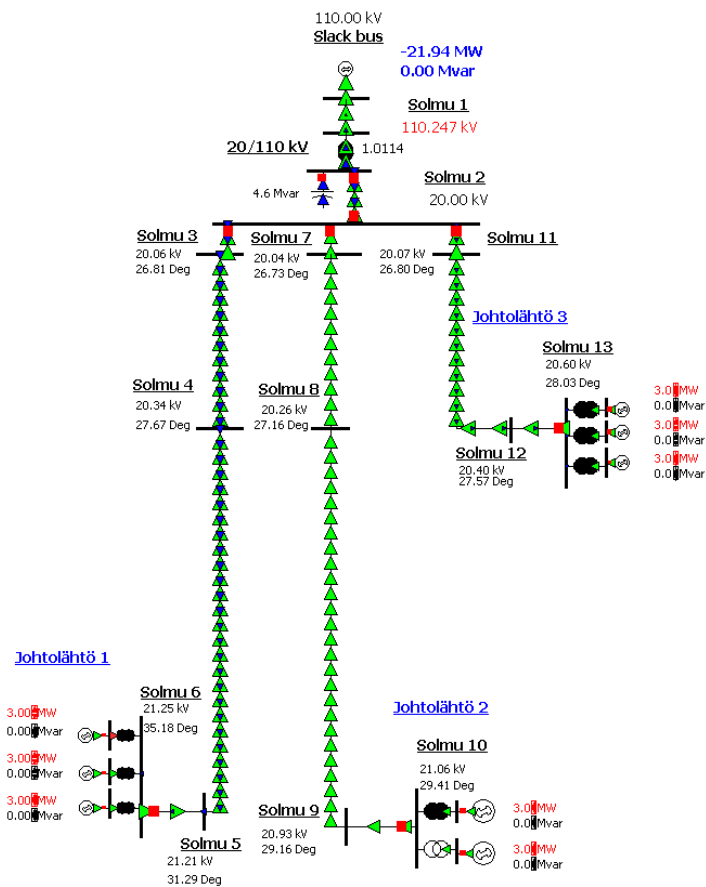
Vaihtoehdossa kaksi voimalat liittyvät sähköasemalle vastaavalla keskijänniteverkon rakenteella kuin vaihtoehdossa yksi. Verkon mitoittamiseen tehdään muutoksia, koska suunnittelukriteerit täyttyivät ensimmäisessä vaihtoehdossa tarkasteltaessa sekä kuormittavuutta että jännitetasoa hallintaa. Näin pyritään selvittämään, onko mahdollista mitoittaa jakeluverkko kevyemmin, ja onko kriteerien täyttämiseksi hyödynnettävä aktiivisia jännitteensäätömenetelmiä kuten vakiojännitesäätöä. Tämän lisäksi arvioidaan, miten paljon häviöenergia jakeluverkon alueella tulee kasvamaan kyseisen muutoksen myötä.

Johtolähdön 3 liittymisjohdon kaapelityypiksi vaihdetaan AHXAMK-W 3x185 mm² koko lähdön pituudelta. Lisäksi johtolähdöllä 1 olevan PAS-johtimen poikkipinta pienennetään 120 mm²:n suuruiseksi. Näiden muutosten lisäksi kaikki puiston sisäiset sähköverkot rakennetaan AHXAMK-W 3x185 mm² maakaapelilla. Muutosten myötä analysoidaan täyttyvätkö asetetut suunnittelukriteerit. Tarkastelun lähtötiedot ovat esitettyinä taulukossa 8.2.

Taulukko 8.2. Johtolähtöjen rakennetiedot vaihtoehdon 2 mukaisessa tilanteessa.

Johtolähtö	Solmuväli	Pituus (km)	Johdintyyppi	R (Ω)	X (Ω)	Kuormitettavuus	I_{MAX} (A)
Johtolähtö 1	2-3	1	AHXAMK-W 3x185Al	0,164	0,113	330	260
	3-4	5	AHXAMK-W 3x185Al	0,820	0,565	330	
	4-5	9	PAS 120	2,592	2,700	430	
	5-6	3	AHXAMK-W 3x185Al	0,492	0,339	330	
yhteensä		18		4,068	3,718		
Johtolähtö 2	2-7	1	AHXAMK-W 3x185Al	0,164	0,113	330	173
	7-8	5	AHXAMK-W 3x185Al	0,820	0,565	330	
	8-9	9	PAS 120	2,592	2,700	430	
	9-10	3	AHXAMK-W 3x185Al	0,492	0,339	330	
yhteensä		18		4,068	3,718		
Johtolähtö 3	2-11	1	AHXAMK-W 3x185Al	0,164	0,113	330	260
	11-12	5	AHXAMK-W 3x185Al	0,820	0,565	330	
	12-13	3	AHXAMK-W 3x185Al	0,492	0,339	330	
yhteensä		9		1,476	1,018		

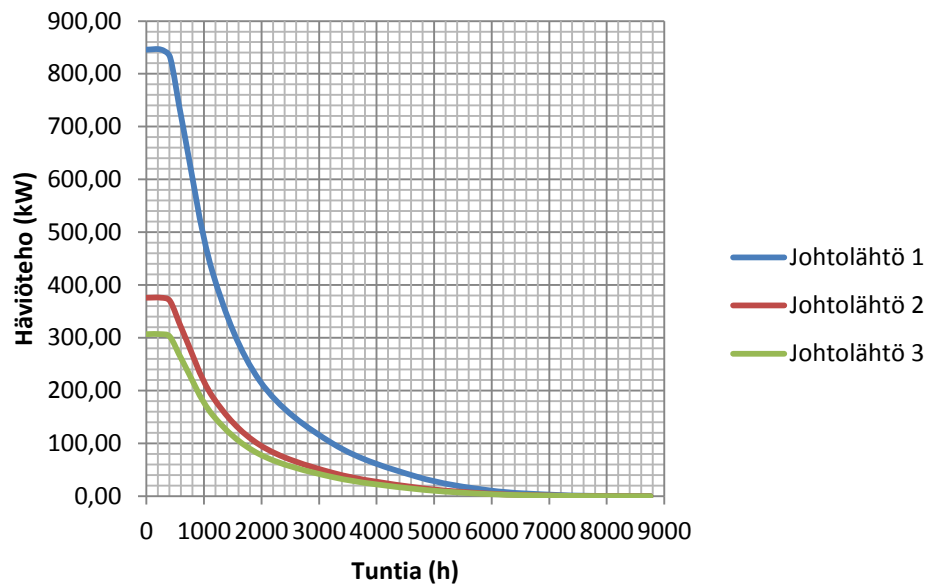
Kuvassa 8.7 on esitettyä tehonjakolaskennan tulos vaihtoehdon kaksi mukaisessa tilanteessa.



Kuva 8.7. Vaihtoehdon 2 tehonjakolaskennan tulos.

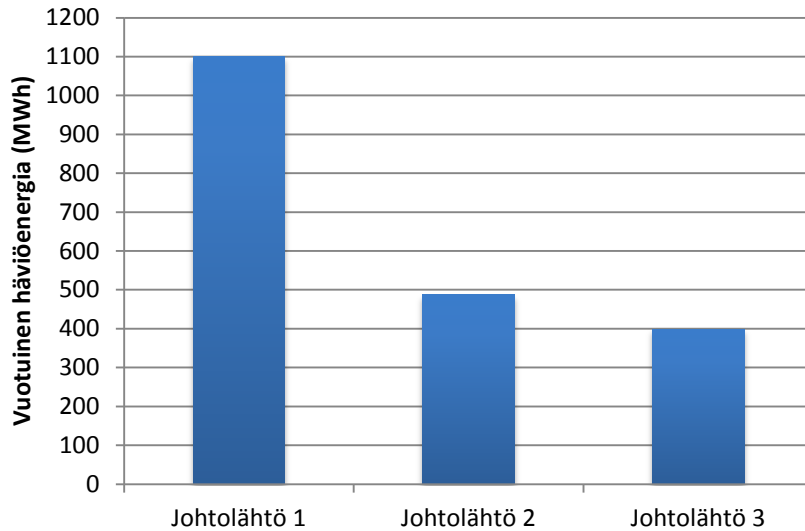
Kuvasta 8.7 havaitaan, että suunnittelukriteerinä pidetty ± 10 % muutos jännite-tasossa ei ylitä myöskään tässä vaihtoehdossa. Jännitteennousu on suurimmillaan sol-mupisteessä 6, jossa jännite nousee 6,25 %. Puolestaan johtolähdön sisäisen sähköver- kon kokoamispaikassa, jännitteennousun suuruudeksi on suurimmillaan odotettavissa 6,05 %. Lisäksi liittymisverkon alueella kulutettavan loistehon määrä kasvaa. Tämän kompensoimiseksi tarvittaisiin sähköasemalle noin 4,6 Mvar:ia kompensointikonden- saattoreita. Kuvasta 8.7 huomataan lisäksi, että jännitteennousu 110 kV verkossa on vaihtoehdon kaksi kohdalla noin 0,22 %. 110 kV verkkoon syötettävä kokonaisteho pienenee jäykempään 20 kV:n verkon mitoituskeinoon verrattaessa, koska häviöt jakelu- verkon alueella ovat suuremmat. Näin ollen kantaverkossa ilmenevä suurin mahdollinen jännitteennousu on myös ensimmäistä tarkastelua pienempi.

Vaihtoehdon kaksi mukaisten lämpövirtahäviötehojen pysyvyyskäyrät ovat esitet- tynä kuvassa 8.8. Kuvasta 8.8 huomataan, miten johdinten poikkipinnan pienentäminen kasvattaa häviötehoa sähköverkon resistanssin kasvaessa.



Kuva 8.8. Vaihtoehdon 2 lämpövirtahäviöiden pysyvyyskäyrät.

Kuvassa 8.9 on esitettyä kuvan 8.8 mukaisten lämpövirtahäviötehojen avulla mää- ritetyt häviöenergiat. Näiden huomataan kasvavan huomattavasti tilanteeseen yksi ver- rattuna. Näin ollen vaikka jännitetason hallinnan ja kuormitettavuuden näkökulmasta suunnittelukriteerit täyttyivät, tulee häviöistä aiheutuva kustannus ja mitoituksessa saatava säästö arvioida kokonaiskustannustarkastelussa. Tällä tavalla voidaan määrittää vaihtoehdoista toteuttamiskelpoisempi vaihtoehto.

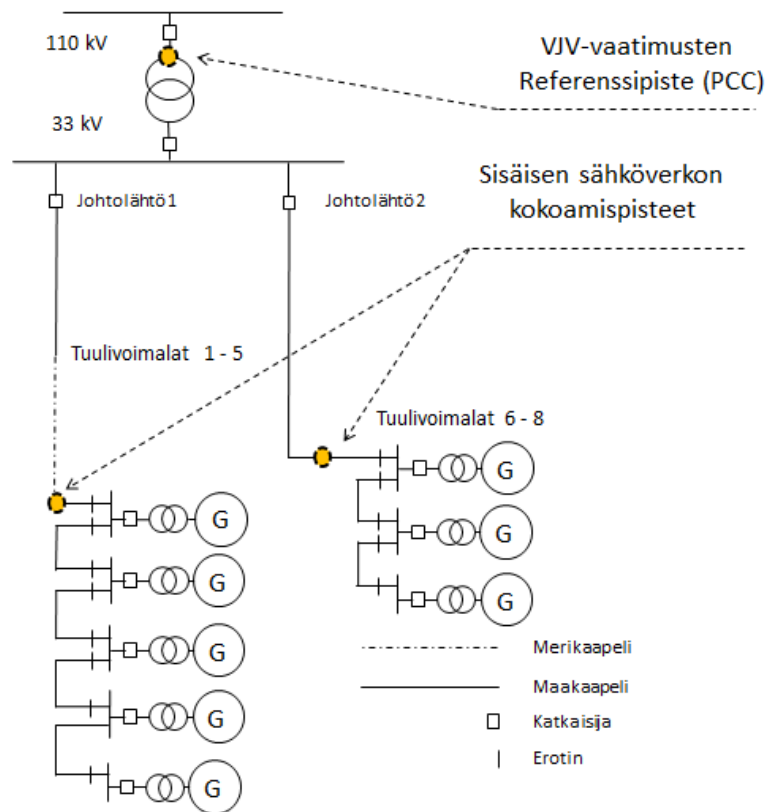


Kuva 8.9. Vaihtoehdon 2 lämpöhäviöenergiat.

8.4 Vaihtoehto 3

Tässä vaihtoehdossa lähtökohtana on korkeamman jakelujännitetasen hyödyntäminen. Vaihtoehdossa on tarkasteltu 33 kV jännitteen käyttöä tuulivoimalat yhdistävän jakeluverkon jännitetasona. Tämän myötä viisi kauimmaista voimalaitosta voitaisiin liittää samalle johtolähdölle, koska kuormitusvirrat pienenevät jännitetason nostamisen vaikutuksesta. 33 kV jännitetason tarkastelun tekee mielenkiintoiseksi se, että muunto generaattorin sisäisestä 690 V:n tasosta onnistuu suoraan turbiinilla. Tällöin ei tarvita erillistä muuntoa 20 kV tasoon ennen korkeampaa jakelujännitettä, kuten tulisi kysymykseen 45 kV:n yhteydessä. 33 kV:n jännitetaso ei ole Suomessa yleisesti käytössä oleva jakelujännite. Sitä on hyödynnetty Pohjoismaissa suurten tuulivoimahankkeiden jakeluverkoissa, kuten Lillgrundin merituulivoimahankkeessa sekä Blaikenin maatuulivoimahankkeessa.

Tässä tarkastelussa aikaisemmissa vaihtoehdoissa esitettyjen johtolähtöjen 1 ja 2 ilmajohto-osuudet on korvattu merikaapelilla, jolle kauemman hankealueen kaikki viisi tuulivoimalaa liittyisivät. Tämän tarkoituksena on siirtää voimaloiden 1 - 5 tuottama sähköenergia voimaloiden 6 - 8 hankealueelle. Tältä alueelta sähkö siirrettäisiin kahdella samaan kaivantoon asennettavalla 33 kV:n maakaapelilla johdonvarsisähköasemalle. Teoriassa kuormitettavuuden näkökulmasta voisi olla mahdollista, että kaikki voimalat liitettäisiin samalle johtolähdölle. Tämä nähdään taulukosta 8.3, koska johtolähtöjen yhteenlaskettu suurin mahdollinen kuormitusvirta ei ylitä johtolähdön yksittäistä kuormitettavuutta. Myös tässä vaihtoehdossa järjestelmäteknisten vaatimusten referenssipiste sijaitsee 110/33 kV:n päämuuntajan yläjännitepuolta vastaavassa sähköisessä pisteessä. Jännitetason hallinnalle tuulivoimaloiden jakeluverkon alueella asetetaan reunaehdoksi aikaisempien tarkastelujen tavoin $\pm 10\%$:n muutos. Kuvassa 8.10 on esitettynä tarkastelun mukainen verkon rakenne.



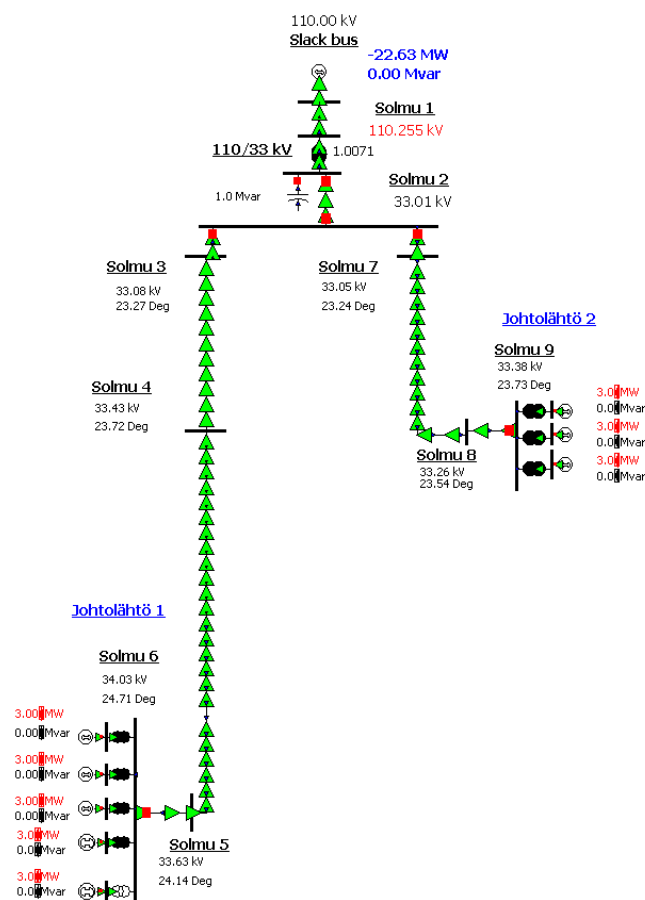
Kuva 8.10. Voimalat yhdistävän sähköjakeluverkon rakenne vaihtoehdon kolme mukaan.

Taulukkoon 8.3 on koottuna vaihtoehdossa kolme käsitellyjen johtolähtöjen rakennetiedot. Taulukosta havaitaan, että solmupisteiden 4 ja 5 välinen etäisyys pienenee noin neljällä kilometrillä, koska ilmajohto-osuus on mallinnettu merikaapeliyhteytenä suuremmalla reitillä. Johtolähdölle yksi liittyvien voimaloiden suurempi lukumäärä kasvattaa kuitenkin puiston sisäisen sähköverkon pituutta. Tästä syystä johtolähdön yksi kokonaispituus jää noin yhden kilometrin lyhyemmäksi kuin vaihtoehdoissa yksi ja kaksi.

Taulukko 8.3. Johtolähtöjen rakennetiedot vaihtoehdon kolme mukaisessa tilanteessa.

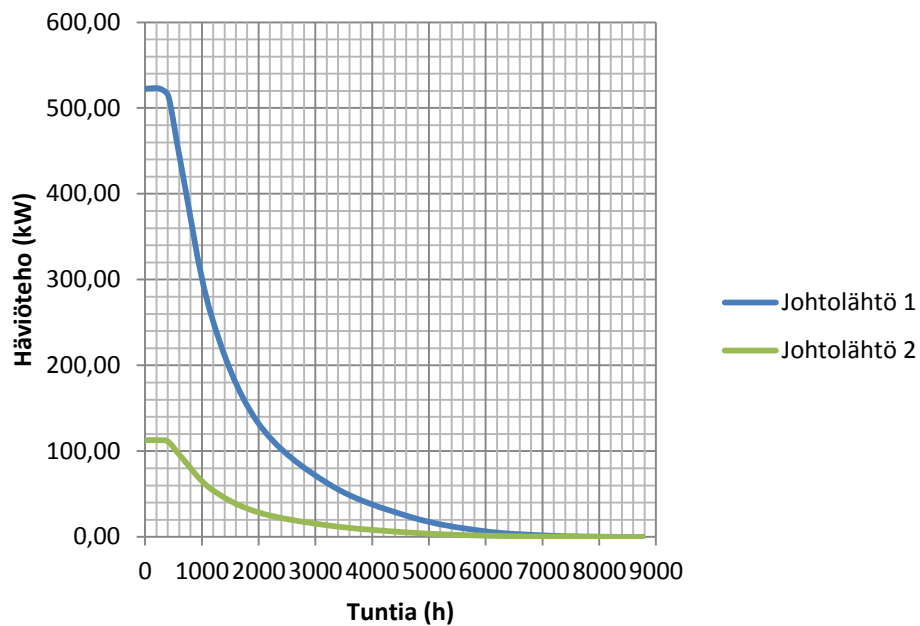
Johtolähtö 1	Solmuväli	Pituus (km)	Johdintyyppi	R (Ω)	X (Ω)	Kuormitettavuus	I_{\max} (A)
	2 - 3	1	XLPE Al 3x185	0,164	0,123	360	157
	3 - 4	5	XLPE Al 3x185	0,820	0,614	360	
	4 - 5	5	XLPE Cu 3x185 (Meri)	0,496	0,614	420	
	5 - 6	6	XLPE Al 3x185	0,984	0,737	360	
yhteensä		17		2,464	2,088		
Johtolähtö 2	2 - 7	1	XLPE Al 3x185	0,164	0,115	360	105
	7 - 8	5	XLPE Al 3x185	0,820	0,573	360	
	8 - 9	3	XLPE Al 3x185	0,492	0,344	360	
yhteensä		9		1,476	0,339		

Vaihtoehdon kolme tehonjakolaskennan tulokset ovat esitettynä kuvassa 8.11. Kuvasta havaitaan, miten jännitteennousu rajoittuu johtolähdöllä yksi 3,12 %:n suuruuteen, vaikka kaikki viisi tuotantoyksikköä liittyvät samalle johtolähdölle. Tämä osoittaa, että voimalat olisivat liitettävissä yhden johtolähdön avulla sähköasemalle myös jännitetaso hallinnan näkökulmasta. Lisäksi kuvasta havaitaan, kuinka kantaverkossa ilmenevä suurin mahdollinen jännitteennousu suurenee sen ollessa 2,3 %. Myös kantaverkkoon syötettävän sähköenergian määrä kasvaa, koska lämpövirtahäviöt jakeluverkon alueella pienenevät korkeamman jännitetaso vaikutuksesta. Lisäksi liittymisverkon alueella kulutettavan loistehon määrä on 1 Mvar:ia, joka on huomattavasti pienempi verrattaessa 20 kV:n tarkasteluihin. Tähän vaikuttaa kuormitusvirran pienentyminen, koska loistehohäviöt syntyvät johdon reaktanssissa kuormitusvirran vaikutuksesta.



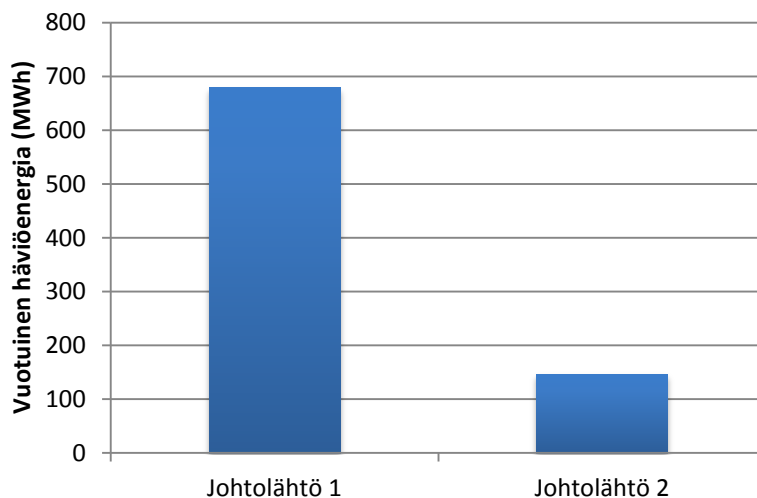
Kuva 8.11. Vaihtoehdon 3 tehonjakolaskennan tulos.

Kuvassa 8.12 on esitetty vaihtoehdon kolme mukaiset lämpövirtahäviötehojen pysyvyyskäyrät.



Kuva 8.12. Vaihtoehdon 3 lämpövirtahäviöiden pysyvyyskäyrät.

Kuvasta 8.12 nähdään, miten johtolähdön yksi häviöteho on suurimmillaan huomattavasti alhaisempi aikaisempiin tarkasteluihin verrattuna, vaikka sille liittyy 6 MW enemmän tuotantoa. Tämän selittää korkeamman jännitetasen pienentävä vaikutus kuormitusvirtaan, mutta myös huomattavasti pienempi johtolähdön resistanssi. Resistanssi pienenee, koska tarkastelussa ilmajohto-osuus on korvattu merkittävästi pieniresistanssisemmalla merikaapelilla. Häviöenergioiden suuruus tarkasteltavilla johtolähdöillä on esitettyä kuvassa 8.13. Häviöenergian suuruus onkin huomattavasti pienempi verrattuna vaihtoehtoihin yksi ja kaksi.



Kuva 8.13. Vaihtoehdon 3 lämpöhäviöenergiat.

8.5 Verkkoliityntävaihtoehtojen kustannusvertailu

Lähtökohtana tämän luvun tarkastelussa pidetään tilannetta, jossa tuulivoimaloiden liittämiseksi rakennettava sähköverkko siirtyy rakentamisen jälkeen paikallisen sähköverkonhaltijan omistukseen. Näin ollen osaksi tuulivoimahanketta ja tuottajayhtiön omistukseen katsotaan kuuluvan puiston sisäinen sähköverkko voimaloilta aina johtolähtökohtaisille kokoamispisteille saakka. Tällöin liittymisjohdon kokoamispisteeltä sähköasemalle omistaa verkonhaltija, jonka ydinliiketoimintaan sähkönjakelu kuuluu. Sähkömarkkinalain mukaan ainoastaan yhtä liittyjää palveleva liittymisjohto voisi kuulua myös liittyjän omistukseen. On kuitenkin perusteltua, että sähköverkonhaltija omistaa liittymisjohdon ja liittyttävän sähköaseman, jolloin nämä voivat tarpeen tullen ja teknisten reunaehtojen puitteissa palvella myös muita asiakkaita esimerkiksi varasyöttöyhteyksinä häiriötilanteissa. Ei myöskään ole kansantaloudellisesti järkevää, että esimerkiksi kahdelle samantyyppiselle asiakkaalle rakennettaisiin rinnakkaiset liittymisjohdot, jos yhdellä sähköverkonhaltijan omistamalla johdolla pystytään palvelemaan molempia asiakkaita. Tilanne voidaan ratkaista verkkoyhtiön omistamalla verkolla ja sopimuksella liittymismaksujen palautuksesta, jos samaan liittymispisteeseen liittyy myöhemmässä vaiheessa muita asiakkaita. Myös liittymistä varten rakennettavan sähköverkon käytönvalvonta sekä vikapalvelu yhdistyvät luonnolliseksi osaksi paikallisen verkonhaltijan toimintaa.

Tässä luvussa tarkastellaan edellä esitettyjen verkkorakenteiden elinjakson aikaisia kokonaiskustannuksia tuottajayhtiön näkökulmasta. Tarkastelussa huomioidaan näin ollen sähköverkosta sen elinkaaren ajalta muodostuvat kiinteät ja muuttuvat kustannukset. Kiinteitä kustannuksia ovat rakentamiseksi vaadittavat investointikustannukset sekä liittymismaksu kantaverkkoon liittymisestä. Muuttuvina kustannuksina huomioidaan häviöenergian kustannus, keskeytyskustannukset sekä siirtokustannukset. Häviökustannukset ovat miltei ainoa sähköverkon kustannuksista, joka riippuu siirrettävän energian määrästä. Häviökustannuksia tarkastellaankin koko rakennettavan jakeluverkon alueelta kokonaistaloudellisen kuvan saamiseksi. Linjaus on tehty kansantaloudellisesta näkökulmasta, koska tällöin kustannukset minimoidaan kokonaisuuden osalta riippumatta siitä, kenelle kustannukset kohdistetaan.

Investointikustannukset on määritetty pääosin Energiamarkkinaviraston julkaiseman sähköverkon komponenttien yksikköhintojen perusteella. 33 kV järjestelmän hintoja ei taulukossa käsitellä, eikä kyseinen jännitetaso ole myöskään Suomessa laajasti käytössä. Tästä syystä 33 kV järjestelmästä on käytetty asiantuntijoiden arvioihin perustuvia hintatietoja. Lähtökohtana on oletus, että komponenttikohtaiset hinnat ovat keskimäärin 10 % 20 kV:n komponentteja kalliimpia. Tämä lähtökohta on asetettu, koska on oletettu 33 kV järjestelmien hintatason olevan korkeampi komponenttien huomattavasti heikomman saatavuuden vuoksi. Lisäksi komponenttien hintaa nostaa korkeamman jännitetasoon takia vaadittavat paremmat eristykset.

Häviöenergiakustannukset on laskettu edellisessä luvussa määritettyjen johtolähtökohtaisten häviöenergioiden pohjalta. Häviöenergian kustannukseksi on arvioitu 45

€/MWh. Laskentakorkona häviökustannusten määrittämisessä on käytetty 2,5 %, joka kuvaa inflaation suuruutta. Näin ollen oletetaan häviöenergian hankintahinnan nousevan vuosittain keskimäärin inflaation verran. Kapitalisointikerroin jaksollisten häviökustannusten nykyarvon määrittämiseksi on laskettu kaavan 3.2 avulla. Vaihtoehtokohtaiset vuotuiset sekä 20 vuoden elinjakson aikaiset häviöenergiakustannukset ovat esitettynä taulukossa 8.3.

Taulukko 8.3. Häviöenergiakustannusten määrittäminen.

Häviökustannusten määrittäminen	
Tarkasteluaika (a)	20
Korkoprosentti	2,50 %
Kapitalisointikerroin	15,59
<u>Vuotuiset häviökustannukset</u>	
Vaihtoehto 1	73 277€
Vaihtoehto 2	89 401€
Vaihtoehto 3	37 157€
<u>Elinjakson häviökustannukset</u>	
Vaihtoehto 1	1 142 319€
Vaihtoehto 2	1 393 683€
Vaihtoehto 3	579 248€

Keskeytyskustannukset sähköverkon osalta muodostuvat menetetyistä tuotannosta, jolloin sähköenergian kustannus on ensimmäisen kolme vuoden ajalta 105,3 €/MWh ja tämän jälkeen yhdeksän vuoden ajan 83,5 €/MWh. Ensimmäisten 12:sta vuoden jälkeen sähkön markkinahinnaksi oletetaan 50 €/MWh, jolloin keskeytyskustannukset viimeisen kahdeksan vuoden perusteella määräytyvät tämän mukaisesti.

Keskeytyskustannukset on määritetty perinteisellä analyttisellä luotettavuuslaskennalla, jolloin ei huomioida yhtäaikaista vikatilanteita. Tästä syystä keskeytyskustannusten laskennassa ei ole huomioitu mahdollisia suurhäiriötilanteita, joissa sähköverkon alueella ilmenisi useita yhtäaikaista vikoja ja korjausresursseja olisi rajallinen määrä käytössä. Näin ollen korjausajan jokaisen vikatilanteen kohdalla on oletettu olevan vakio ja vikojen on oletettu realisoituvan tasaisella tapahtumisen todennäköisyydellä koko tarkastelujakson ajan. Luotettavuustarkastelussa on huomioitu ainoastaan keskijänniteverkon vikatilanteet. Näin ollen vikataajuudet laskentaa varten on arvioitu mukaillen Sener ry:n vikatilastoja (Partanen et al. 2006). Tarkastelussa ei ole tällöin hyödynnetty jakeluverkkoyhtiökohtaista vikatilastointimateriaalia.

Päällystetyn avojohdon vikataajuuden on arvioitu olevan noin kolme vikaa sadalla kilometrillä vuodessa. Tähän on päädytty, koska johto kulkee pääosin teiden varsilla, mutta reitillä on myös pieniä metsäosuuksia nykyisiä johtokatuja hyödynnettäessä. Maa- ja merikaapelien vikataajuudeksi on arvioitu noin yksi vika vuodessa sadalle kilometrille. Tämä kuvaa haja-asutusalueelle ominaista vikataajuutta, joka on taajama-alueita pienempi. Syynä tähän on vähäisemmät kaivu- ja maanrakennustyöt taajamiin verrattuna. Työkeskeytysten taajuudeksi on oletettu päällystetyn avojohdon kohdalla kaksi keskey-

tystä sadalle kilometrille vuodessa ja kaapeleille vastaavasti yksi keskeytys vuodessa. Ilmajohdon viiankorjausaikana tarkastelussa on käytetty kolmea tuntia, maakaapelin osalta vastaavana aikana on hyödynnetty kuutta tuntia. Merikaapelin korjaamiseen on oletettu menevän 24 tuntia. Tämä arvio perustuu asiantuntijan arvioon sulan veden ajasta. Korjauskalustoa on Suomessa rajallisesti ja tästä syystä vikakohteeseen pääseminen tulee kestämään maakaapeliverkkoa pidempään. Jakeluverkon työkeskeytysten keskimääräiseksi kestoksi on oletettu kaikkien johtorakenteiden kohdalla kaksi tuntia. Keskeytyksen aiheuttama rahallinen haitta on arvioitu ainoastaan menetetyn tuotannon perusteella. Laskennassa ei ole huomioitu tällöin mahdollista tehosta riippuvaa kustannusta, joka tyypillisesti sähkön kuluttajien kohdalla on luotettavuuslaskennassa mukana kaavan 4.1 mukaisesti.

Laskentakorkona esimerkin laskelmissa on käytetty 2,5 %. Laskentakorko kuvaa arviota inflaation suuruudesta tarkastelujaksolla. Inflaatiota käytetään keskeytyskustannusten nykyarvon laskennassa, koska tariffitaso ei sisällä inflaatiokorjausta ja näin ollen reaalin tariffitaso laskee vuosittain inflaation verran.

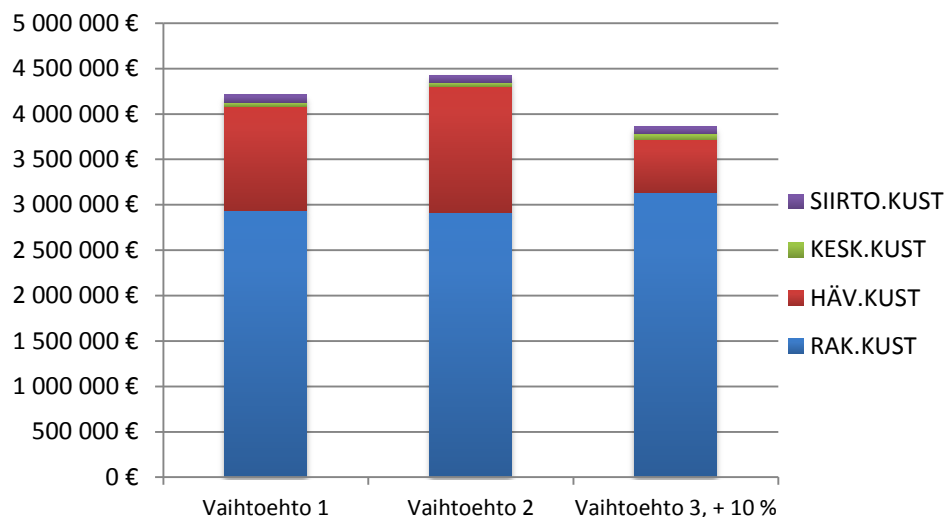
Kapitalisointikertoimet jaksollisten keskeytyskustannusten nykyhetkeen diskonttaamiseksi ovat laskettu kaavan 3.2 mukaisesti. Vaihtoehdot 1 ja 2 vastaavat rakenteeltaan toisiaan sähkön toimitusvarmuuden näkökulmasta, jolloin näillä on yhtä suuret keskeytyskustannukset. Keskeytyskustannusten määrittämiseen käytetyt taloudelliset parametrit ja tulokset ovat esitettynä taulukossa 8.4.

Taulukko 8.4. Keskeytyskustannusten määrittäminen.

Keskeytyskustannusten määrittäminen	
<u>Vuodet 1 - 3:</u>	
Korkoprosentti	2,50 %
Tarkasteluaika	3
Kapitalisointikerroin	2,86
Keskeytyskustannukset V1/V2	10 475€
Keskeytyskustannukset V3	15 100€
<u>Vuodet 4 - 12:</u>	
Korkoprosentti	2,50 %
Tarkasteluaika	9
Kapitalisointikerroin	7,97
Keskeytyskustannukset V1/V2	23 182€
Keskeytyskustannukset V3	33 417€
<u>Vuodet 13 - 20:</u>	
Korkoprosentti	2,50 %
Tarkasteluaika	8
Kapitalisointikerroin	7,17
Keskeytyskustannukset V1/V2	12 487€
Keskeytyskustannukset V3	18 000€

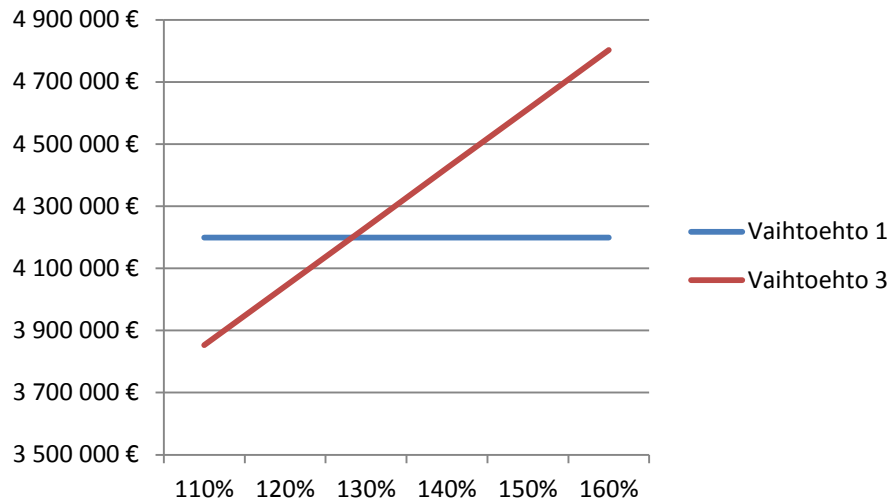
Siirtopalvelumaksu on määritetty tuotannolle arvioidun vuosituotannon sekä kilowattituntikohtaisen verkkopalvelumaksun avulla. Alueellisen verkonhaltijan verkkopalvelumaksun suuruus on 0,07 c/kWh. Tätä on käytetty tarkastelun lähtökohtana. Siirtopalvelumaksujen nykyarvo on laskettu 20 vuoden tarkastelujaksolta käyttäen korkoprosenttina 2,5 %:a, jolloin tämä edustaa inflaation suuruutta tarkastelujaksolla. Näiden lähtötietojen avulla laskettu kapitalisointikerroin on esitettyinä taulukossa 8.3. Lopulta vuotuinen siirtopalvelumaksu on noin 5030 € ja 20 vuoden elinajaksolta laskettu nykyarvo noin 78 400 €.

Kuvasta 8.13 nähdään, että verkkovaihtoehtojen rakentamiskustannukset ovat hyvin lähellä toisiaan, kun 33 kV järjestelmän kustannukset oletetaan keskimäärin 10 % 20 kV komponentteja kalliimmiksi. Merikaapeloinnin kustannukset perustuvat asiantuntija-arvioon, koska näitä ei EMV:n yksikköhintaluettelossa ole esitetty. Rakentamiskustannusten muodostuminen on esitetty tarkemmin EMV:n yksikköhintaluetteloon pohjautuen liitteessä 2. Kuvasta 8.13 havaitaan, että lopulta kokonaiskustannuksiltaan edullisimmaksi muodostuu vaihtoehto kolme.



Kuva 8.13. Sähköverkkoratkaisujen kokonaiskustannusten vertailu.

33 kV:n järjestelmän tarkasteluun liittyy hyvin suuria olettamuksia. Komponenttien kustannustason lisäksi epävarmuutta aiheuttaa merikaapeloinnin kustannus, joka riippuu hyvin paljon paikallisista olosuhteista erityisesti ranta-alueiden osalta. Epävarmuuden analysoimiseksi kuvassa 8.14 on esitettyinä 20 kV järjestelmän kokonaiskustannukset, jotka on laskettu vaihtoehdon yksi perusteella. Tämän lisäksi kuvassa on 33 kV järjestelmän kokonaiskustannusten kehittyminen, kun komponenttien hintataso arvioidaan 10 - 60 % 20 kV järjestelmän komponentteja kalliimmiksi. Tästä voidaankin arvioida, että 33 kV järjestelmä on kokonaiskustannuksiltaan kilpailukykyinen vielä, kun sen komponenttien kustannukset ovat noin 25 % 20 kV:n järjestelmää suuremmat.



Kuva 8.14. 33 kV järjestelmän hintatason vaikutus kokonaiskustannusvertailuun.

Todellisen kustannustason lisäksi 33 kV:n komponenttien saatavuuteen liittyy suuri epävarmuus. Lisäksi 33 kV:n komponenttien hintatietoja ei ole määritelty EMV:n yksikköhintaluettelossa, johon verkkoyhtiöiden verkon arvon määrittäminen muun muassa liiketoiminnan valvontamallia varten perustuu. Tällöin verkkoyhtiöllä ei ole varmuutta siitä, miten 33 kV:n komponenttien arvo määritettäisiin regulaatiota varten. Myös siirtotariffin määrittäminen 33 kV:n jänniteportaalille tulisi verkkoyhtiölle kyseeseen. Edellä mainitut epävarmuudet aiheuttavat niin suuren vaikutuksen, että tarkastelun tässä vaiheessa kyseistä jännitetasoa ei voida pitää toteuttamiskelpoisimpana. Näin ollen, koska tarkastelun lähtökohtana on, että tuotantoyhtiö omistaa ainoastaan hankkeen sisäisen sähköverkon, voidaan toteuttamiskelpoisimpana vaihtoehtona pitää 20 kV:n jännite-tasossa rakennettavaa vaihtoehtoa yksi, joka integroituu jakeluverkkoyhtiön nykyiseen verkosto-omaisuuteen. Näin ollen ensimmäisen vaihtoehdon toteutettavuusedellytykset ovat parhaimmat eikä epävarmuutta edellä mainituista asioista ole.

8.6 Sähköverkkoratkaisun vaikutus hankkeen kannattavuuteen

Tässä luvussa tarkastellaan hankkeen kannattavuutta. Tätä varten on arvioitu tuulivoimaloiden tuotot, investointikustannukset ja käyttö- ja kunnossapidon kustannukset. Sähköverkkoliityntävaihtoehtona on käytetty toteutettavuusedellytyksiltään parhaaksi arvioitua vaihtoehtoa yksi. Tarkastelussa liittymismaksu muodostuu sähköverkon välittömistä rakentamiskustannuksista sekä vuodelle 2012 ehdotetusta kantaverkon liittymismaksusta. Koska tuulivoimaloiden liittäminen vaatii uuden kantaverkkoliitynnän, tulotisiin 500 000 € liittymismaksu veloittamaan tuottajayhtiöltä. Jakeluverkon kapasiteettivarausmaksua ei huomioida, koska jakeluverkko ei palvele muita asiakkaita ja sen kapasiteetti rakennetaan palvelemaan ainoastaan yksittäistä asiakasta, jolloin se ei ole osa julkista sähköjakeluverkkoa. Tätä periaatetta ilman Fingridin 500 000 € osuutta sovelletaan käytännössä myös alueverkkoon liittyvien uusien johdonvarsiasemien, ja

näihin verkonhaltijan omistamien liittymisjohtojen avulla liittyvien tuulivoimaloiden yhteydessä.

Luvussa laaditaan herkkyyssanalyysi, jossa analysoidaan kokonaistehon muutoksen vaikutusta hankkeen kannattavuuteen. Näin voidaan arvioida suuremmalla kokonaisteholla saatavissa olevia skaalaetuja. Skaalaetuja arvioidaan määrittämällä hankkeen sisäinen korkokanta eri kokonaistehoilla. Tarkastelussa huomioidaan alkuperäisen 24 MW kokonaistehon lisäksi tilanteet, joissa hanke toteutettaisiin kuudella voimalalla, jolloin kokonaisteho olisi 18 MW sekä kolmen voimalan hanke, jolloin kokonaisteho olisi 9 MW. Tällöin rakentamiskustannukset pienenevät, koska kuuden voimalan tilanteessa oletetaan, että johtolähtöä kaksi ei tarvitse rakentaa. Puolestaan kolmen voimalan tilanteessa oletetaan tarvittavan ainoastaan johtolähtö kolme. Myös maanrakennustyöt tiestön ja nostoalueiden osalta pienenevät sekä luonnollisesti turbiini- ja perustuskustannukset pienenevät tuotantoyksiköiden lukumäärän muutoksen myötä. Näin ollen sähköverkon liittymismaksun vaikutus hankkeen kannattavuuteen korostuu, kun sen suhteellinen osuus verkkoliittymän sekä koko hankkeen kiinteistä kustannuksista kasvaa.

Lisäksi tarkastellaan, mikä olisi vaikutus hankkeen kannattavuuteen, jos hankeko-koa kasvatettaisiin 30 MW:n suuruuteen. Tässä tilanteessa tulisi kysymykseen uuden 110 kV kytkinaseman rakentaminen, koska alueella ei ole liittymisen mahdollistavaa olemassa olevaa asemaa. Näin ollen Fingridin liittymismaksun suuruus tulisi olemaan 1,8 M€. Tehonjakolaskennan tulos 30 MW:n tilanteessa on esitettyä liitteessä 3. Kaksi lisättyä voimalaa liittyvät johtolähdölle kaksi solmupisteeseen 8 ja johtolähdölle kolme solmupisteeseen 13. Liittymisen toteuttamiseksi tarvitaan kullekin voimalalle 1 km maakaapelia. Tämä ja suuremman päämuuntajan vaikutus on huomioitu sähköverkon rakentamiskustannuksissa.

Tarvittavat maanrakennustyöt, turbiinien sekä perustuskustannukset on arvioitu taulukon 8.5 mukaisesti. Taulukossa 8.5 on lisäksi esitettyä asennettavien tuulivoimaloiden MW-kohtainen yksikkökustannus jokaisessa tarkasteltavassa vaihtoehdossa. Yksikkökustannukset on laskettu huomioiden kantaverkon liittymismaksu sekä ilman tätä.

Taulukko 8.5. Hankkeen investointikustannusten arviointi.

			30 MW		24 MW		18 MW		9 MW	
Maanrakennuskustannukset	Yksikkö	Yksikköhinta €	lkm	Yht.	lkm	Yht.	lkm	Yht.	lkm	Yht.
Tiestö	km	100 000 €	12	1 200 000 €	10	1 000 000 €	10	1 000 000 €	5	500 000 €
Asennuskentät	kpl	70 000 €	10	700 000 €	8	560 000 €	6	420 000 €	3	210 000 €
Turbiinikustannukset	Yksikkö	Yksikköhinta €								
Tuotantoyksikkö	MW	1 300 000 €	30	39 000 000 €	24	31 200 000 €	18	23 400 000 €	9	11 700 000 €
Perustus	kpl	300 000 €	10	3 000 000 €	8	2 400 000 €	6	1 800 000 €	3	900 000 €
Yhteensä			43 900 000 €		35 160 000 €		26 620 000 €		13 310 000 €	
Sähköverkon rakentamiskustannukset										
Liittymisjohto ja sisäinen sähköverkko			2 203 890 €		2 109 050 €		1 327 160 €		545 270 €	
Sähköasema ja päämuuntaja			1 022 080 €		953 670 €		953 670 €		953 670 €	
Liittymismaksu, Fingrid			1 800 000 €		500 000 €		500 000 €		500 000 €	
Kokonaisinvestointi:			48 925 970 €		38 722 720 €		29 400 830 €		15 308 940 €	
M€/MW, liittymismaksu huomioitu			1,63		1,61		1,63		1,70	
M€/MW, liittymismaksua ei huomioitu			1,57		1,59		1,61		1,65	

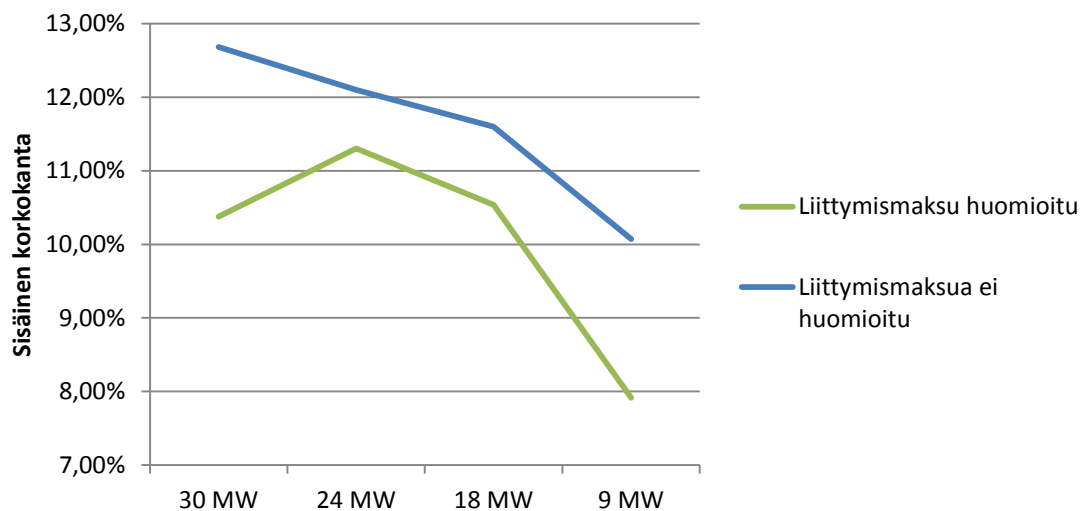
Taulukosta 8.5 nähdään, että huomioitaessa Fingridin liittymismaksu kokonaishintaan 24 MW olevan hankkeen investointikustannuksista muodostuu sähköverkon osalta 9,2 %. Puolestaan 18 MW:n hankkeen investointikustannuksista sähköverkko aiheuttaa noin 9,5 %, kun taas 9 MW:n hankkeen osalta vastaava luku on 13 % ja 30 MW:n hankkeelle 10,3 %. Verrattaessa näitä taulukon 4.2 tietoihin, huomataan kaikkien paitsi 9 MW:n hankkeen kustannusten täyttävän taulukossa esitetyn 2 - 10 %:n osuuden tuulivoimahankkeen investointikustannuksista.

Kannattavuuslaskentaa varten luvussa 4.2.2 esitetty tuulivoimatuotannon muuttuvat kustannukset huomioidaan käyttö- ja kunnossapitokustannuksina, joiden arvioidaan olevan 15 €/MWh. Tyypillisesti käyttö- ja kunnossapidon osuus tästä on noin 10 €/MWh. Tämän lisäksi kustannukseen on sisällytetty tasesähkökustannus, joka on 2 €/MWh ja loppuosuus kattaa maanvuokrauskustannukset, kiinteistöveron sekä jakeluverkkoyhtiön verkkopalvelumaksun.. Kannattavuustarkasteluun valitut taloudelliset parametrit on esitetty taulukossa 8.6.

Taulukko 8.6. *Kannattavuuslaskennan taloudelliset parametrit.*

Taloudelliset parametrit	
Käyttö- ja kunnossapito (€/MWh)	15
Oman pääoman osuus (%)	30
Vieraan pääoman osuus (%)	70
Oman pääoman tuottovaatimus (%)	10
Lainapääoman korko (%)	5
Inflaatio (%)	2,5
Laina-aika (a)	20
Tuen maksatusaika (a)	12
Sähkön markkinahinta, 2025 - 2033	50

Tuulivoimahankkeen kannattavuutta on tarkasteltu sisäisen korkokannan menetelmällä. Sisäinen korkokanta on määritetty jokaiselle hankekoolle taulukon 8.6 tietoihin pohjautuvilla kassavirtalaskelmilla, joista sisäinen korkokanta määritetään vuotuisen nettotuloksen perusteella. Tuulivoimaloiden vuotuinen huipunkäyttöaika on noin 2400 tuntia. Vuotuinen nettotulos saadaan, kun vuotuisista tuotoista vähennetään vuotuiset lainan lyhentämis- ja korkokustannukset sekä käyttö- ja kunnossapitokustannukset. Sisäinen korkokanta kertoo millä korkoprosentilla laskettuna tarkastelujaksolta määritetty investoinnin nykyarvo on nolla. Kannattavan toteutuksen lähtökohdaksi on valittu tuotantotuen määrittämisessä oman pääoman tuotto- ja tuotto- ja korkokustannusvaatimukseksi määritetty 10 %:n korko. Näin ollen hanke on kannattava, jos sisäinen korkokanta on tätä suurempi.

**Kuva 8.15.** *Hankkeen kokonaistehon vaikutus sisäiseen korkokantaan.*

Kuvassa 8.15 on esitetty, miten hankkeen sisäinen korkokanta muuttuu hankkeen kokonaistehon muuttuessa. Kuvasta voidaan huomata selkeästi, miten skaalaedut optimoivat 24 MW:n kokonaistehon kohdalla huomioitaessa kantaverkon liittymismaksu. Tällöin sisäinen korkokanta on noin 11,3 %, jolloin hanke on asetetun kriteerin mukaan kannattava. Myös kokonaisteholtaan 30 MW:n ja 18 MW:n hankkeet täyttävät kannattavuusvaatimuksen.

Kuvassa on lisäksi esitetty, mikä on vuonna 2012 käyttöön otettavaksi esitetyn kantaverkon liittymismaksun 500 000 €:n tai 1 800 000 €:n osuuden vaikutus hankkeen kannattavuuteen. Kuvasta havaitaan, miten uusi liittymismaksu tulee vaikuttamaan erittäin merkittävästi kokonaistehon ollessa alle 10 MW, kun skaalaetu pienenee. Merkille pantavaa on, että hankkeen kannattavuus huonontuu myös silloin, kun kokonaisteho kasvatetaan yli 25 MW:n. Tämä tarkoittaa sitä, että ehdotettu liittymismaksukäytäntö voi ohjata osaoptimointiin, jolloin tietyn maantieteellisen alueen tuulivoimapotentiaalia ei hyödynnetä täysimääräisesti, koska liittymismaksukäytäntö tulisi heikentämään hankkeen kannattavuutta merkittävästi tietyn liittymistehon jälkeen.

Tilanteessa, jossa kantaverkon 500 000 €:n tai 1,8 M€ liittymismaksuja ei huomioida, jokainen tarkastelluista hankekokoluokista täyttää kannattavuusvaatimukset. Tällöin hankkeen kannattavuus paranee kokonaistehon kasvun tuomien skaalaetujen vuoksi.

9 JOHTOPÄÄTÖKSET JA YHTEENVETO

Tuulivoimahankkeen kehittäminen on prosessi, joka vaatii yhteistyötä ja ymmärrystä useiden sidosryhmien välillä. Oleellinen osa tätä prosessia on selvittää edellytykset, joilla tuulivoimalat voidaan liittää sähköverkkoon. Tuulivoimaloiden on täytettävä niiltä vaadittavat tekniset reunaehdot, jotka määritellään tuulivoimaloiden järjestelmäteknisissä vaatimuksissa sekä liittymisehdoissa. Täyttämällä asetetut vaatimukset, voidaan varmistua sähkövoimajärjestelmän käyttövarmuuden säilymisestä, mikä on hyvin tärkeää nykyaikaisen sähköriippuvaisen yhteiskuntamme toimintojen turvaamiseksi. Käyttövarmuuden optimoinnissa voidaan hyödyntää myös hajautetun tuotannon mahdollistamaa hallittua saarekekäyttöä.

Verkkoyhtiöt kannustetaan sähkönjakelun laadun kehittämiseen liiketoiminnan valvontamallilla. Valvontamallissa tämä huomioidaan laatukannustimella, jonka määrittämisessä hyödynnetään toteutuneita keskeytyskustannuksia. Lähtökohtana määrittämisessä on ollut, että verkonhaltijan asiakkaille keskeytyksistä aiheutuvat kustannukset minimoituvat. Tällä pyritään yhteiskunnallisesti taloudellisempaan lopputulokseen huomioimalla sähkönjakelun keskeytyksistä asiakkaille aiheutuva haitta. Käytössä olevassa valvontamallissa keskeytyskustannukset määritetään perustuen kuluttaja-asiakkaiden kokemaan haittaan. Hajautetun tuotannon määrä sähköverkossa kasvaa ja näin ollen myös tuottaja-asiakkaiden lukumäärä. (Energiamarkkinavirasto 2011b.) Tästä syystä tulevaisuudessa olisikin syytä tarkastella myös sitä, miten tuottaja-asiakkaat voitaisiin ottaa valvontamallissa paremmin huomioon ja kehittää valvontamallia vastaavasti. Tämä voidaanakin katsoa kuuluvan osaksi sähkömarkkinalain edellyttämää asiakkaiden tasapuolista kohtelua.

Tärkeä osa tuulivoimahankkeen sähköverkkoliittymän ja lopulta koko hankkeen toteuttamisedellytyksiä on liityntäkustannusten vaikutus hankkeen kannattavuuteen. Suomen kaltaisen tuulivoiman kehitykseen olisikin hyvä ottaa poliittisissa päätöksissään mallia Euroopan maista, jotka ovat onnistuneet tuulivoimatuotannon rakentamisessa. Saksassa tuulivoimaloiden liittymispiste määritetään siten, että liittymän toteuttamisesta aiheutuvat kokonaiskustannukset minimoituvat ja tuottajalta veloitetaan kustannukset sähköverkon rakentamiseksi hankkeen ja liittymispisteen välillä (López & Ackermann 2008). Käytännössä voi olla mahdollista, että verkonhaltija joutuu vahvistamaan sähköverkkooaan merkittävästi ja rakentamaan esimerkiksi pienjänniteverkon tilalle keskijänniteverkkoa, johon hanketoimija rakentaa liittymisjohdon läheiseltä hankealueelta. Tämän lisäksi taloudellisin vaihtoehto voi johtaa liittymispisteen määrittämiseen kauas hankealueesta, jolloin hanketoimijan tulee vastata pitkän liittymisjohdon kustannuksista. (López & Ackermann 2008.)

Tanskassa on myös käytössä menetelmä, jonka mukaan sähköverkon rakentamiskustannukset jaetaan tuottajan ja verkonhaltijan välille. Periaatteena on, että yli 1,5 MW hankkeet määritetään viranomaisen toimesta tuulivoimapuistoksi, jonka sisäisen sähköverkon rakentamisesta vastaa hanketoimija. Verkonhaltijan vastuulle kuuluu liityntäjohdon rakentaminen puistoalueelta sähkövoimajärjestelmään. Mikäli hanke ei täytä viranomaisen asettamia tuulipuiston edellytyksiä, joutuu hanketoimija vastaamaan kaikista verkon rakentamiskustannuksista. (Barth et al. 2008.)

Irlannissa tuulivoimaloiden liittämissuunnittelussa käytetään ryhmämenettelyä, johon päästäkseen hankkeiden on täytettävä ennalta määritetyt kriteerit. Näin sähkövoimajärjestelmä suunnitellaan kerralla palvelemaan kaikkia ryhmän hankkeita. Ryhmän kokonaisteho voi olla tuhansia megawatteja, mikä tarkoittaa kokonaisuuden jakamista pienempiin alaryhmiin sen mukaan, mitkä hankkeista hyödyntävät samoja kantaja jakeluverkkojen liittymispisteitä ja rakenteita. Tarvittavat sähköverkon laajennusinvestoinnit voidaan veloittaa tuottajalta halvimman tekniset reunaehdot täyttävän rakenteen perusteella. Mikäli liittynnän rakenteet palvelevat useita liittyjiä, kohdistetaan kustannukset liittyjille aiheuttamisperiaatteen mukaan MW-kohtaisesti liittymistehojen suhteessa. Lisäksi liittyjiltä veloitetaan kapasiteettivarauskmaksua 10 000 €/MW. Irlannissa olemassa olevan verkon vahvistusinvestoinnit katetaan verkon käyttömaksuilla. (Eir-Grid & ESB Networks 2007.) Menetelmä mahdollistaa optimaalisen verkkorakenteen määrittämisen suurelle kokonaisuudelle toisin kuin tapauskohtaisissa tarkasteluissa. Tähän pyrkiminen on kansantaloudellisesti perustelluin tapa toimia.

Tässä työssä tarkasteltujen tehonjakolaskentaan pohjautuvien teknisten tarkastelujen pohjalta 33 kV:n järjestelmää voidaan pitää mielenkiintoisena vaihtoehtona tuulivoimaloiden liittymisjohtojen jännitetasoksi. Tämän jännitetason avulla on mahdollista saavuttaa huomattavasti pidemmät siirtoetäisyydet kuin 20 kV jännitteellä ilman, että jännitetason hallinnalle asetetut reunaehdot tulevat vastaan. Lisäksi sähkönsiirrossa muodostuva häviöenergia on huomattavasti pienempi kuin 20 kV:n yhteydessä ja muunto 33 kV:n tasoon voidaan tehdä suoraan tuuliturbiineilla, kuten 20 kV tapauksessakin. Merkittävänä heikkoutena kyseiselle jännitetasolle voidaan kuitenkin pitää komponenttien heikkoa saatavuutta Suomessa, joka luo epävarmuutta varaosien osalta. Myös synergiaetuja on mahdoton saada julkisten jakeluverkkojen kanssa, koska nämä ovat rakennettu lähes täysin 20 kV:n jännitetasossa.

Työssä käsitellyn tuulivoimaloiden verkkoliittynnän osalta 20 kV:n ratkaisua pidettiin kuitenkin toteuttamiskelpoisimpana. Tähän vaikuttivat edellä mainittujen komponenttien saatavuuden lisäksi myös se, että tähän ei liity epävarmuutta verkon arvon määrittämisestä verkkoyhtiön liiketoiminnan valvonnassa, kuten 33 kV järjestelmän kohdalla. Tämä on tärkeää, koska tarkastelun lähtökohtana oli, että verkonhaltija omistaa sekä liittymisjohdon että kantaverkkoon liittyvän sähköaseman. Tällöin ei tarvitse pohtia, miten 33 kV:n verkkopääomaan tullaan regulaatiossa suhtautumaan, vaan investointipäätökset tuulivoimaloiden vaatimien verkkoyhteyksien rakentamiseksi voidaan tehdä tarvittaessa nopeammalla aikataululla. Tällä on suuri merkitys, koska tuulivoimahankkeiden kehitysprosessissa aikataulu on tiukka korotetun tuotantotuen vuoksi. Sitä voi

saada enintään kolmen vuoden ajan vuoden 2015 loppuun saakka ja myöhästymiset tuen saamisessa voivat vaikuttaa näin ollen koko hankkeen kannattavuuteen.

Uusi 20 kV:n sähköasema voisi palvella tarvittaessa myös verkonhaltijan kuormitusasiakkaita. Tämä voisi tulla kysymykseen tulevaisuudessa kuormitustilanteen kehityessä tai poikkeustilanteessa varasyöttömahdollisuutena. Mikäli asemalle liittyisi myös kuormitusta sisältäviä johtolähtöjä, määriteltäisiin järjestelmäteknisten vaatimusten mukainen referenssipiste tuulivoimaloiden blokkimuuntajien yläjännitepuolia lähimpään yhteiseen sähköiseen pisteeseen. Tämä käytännössä olisi johtolähtökohtaisissa sisäisen sähköverkon kokoamispisteissä. Lisäksi kokonaistuotantotehon ollessa ylitse 10 MVA tuotantoyksiköiden tehokertoimen tulee olla välillä 0,95 - 1 ind/kap ja voimaloiden tulee kytetä vakiojännitesäätöön vakiooloisteho- ja tehokerroinsäädön lisäksi. Tällöin tuulivoimalaitosten loistehoa säätämällä voidaan täyttää myös kriteeri, jonka mukaan suurin sallittava jännitteenmuutos jakeluverkon alueella saisi olla 5 %. Lisäksi jännitetason nousua voidaan rajoittaa tuotantotehoa rajoittamalla. Näin ollen tästäkin syystä vaihtoehdon yksi järjestelmärakennetta voidaan pitää toteuttamiskelpoisimpana.

Työn tavoitteena oli selvittää tuotantoteho, joka olisi optimaalinen sähköverkkokustannusten näkökulmasta tarkastelualueella. Työssä analysoitiin hankkeen kannattavuutta neljällä eri kokonaisteholla, jotka olivat 30 MW, 24 MW, 18 MW sekä 9 MW. Analyysistä havaittiin, miten hankkeen kokonaistehon pienentäminen 24 MW:sta tulee vaikuttamaan merkittävästi skaalaetuihin, joita suuremman kokonaistehon yhteydessä on saatavilla. Lisäksi tehtiin havainto siitä, että kantaverkon liittymismaksut voivat ohjata osatoptimointiin tuotantoyksiköiden sijoittamiseksi. Voi olla mahdollista, että tietyn maantieteellisen alueen tuulivoimapotentiaalia ei hyödynnetä täysimääräisesti, jos liittymispisteeseen kytkettävä kokonaisteho ylittää 25 MW. Tämä edellyttää uuden 110 kV kytkinaseman rakentamista ja mahdollisesti 1,8 M€:n liittymismaksua, jos alueella ei ole liittymisen mahdollistavaa kytkinasemaa jo olemassa. Tämä tulee heikentämään yli 25 MW:n hankkeiden kannattavuutta merkittävästi.

Tarkastellun hankkeen kannattavuus onkin parhaimmillaan 24 MW:n kokonaistehon yhteydessä, kun vuodelle 2012 ehdotettu kantaverkon liittymismaksukäytäntö on huomioitu. Tämä osoittaa sen, että erillinen kantaverkon liittymismaksu, joka ei riipu tuotantoyksiköiden kokonaistehosta €/MW-periaatteella, tulee uhkaamaan hankkeiden kannattavuuksia. Näin ollen alueelle samaan liittymispisteeseen kytkettävän tuotannon optimaalisin määrä on noin 24 MW, jolloin liittymä voidaan toteuttaa johdonvarsiliityntänä.

Yli 25 MW:n liittymistehon kohdalla korostuu myös aikatauluriski, joka voi vaikuttaa hankkeen kannattavuuteen kassavirran alkamisajankohdan myöhästymisenä. Uuden kytkinlaitoksen rakentamista varten on varattava Fingridille 24 kuukauden aika, joka voi tarkoittaa pullonkaulan muodostumista tuulivoimahankkeen käyttöönotolle. Kytkinaseman rakentaminen voi aiheuttaa merkittävän viivästymisen, koska kantaverkko-yhtiö aloittaa kytkinaseman hankintatoimet käytännössä vasta, kun voimaloille on saatu rakennusluvut.

Kantaverkkoliittynnöille ehdotettuja liittymismaksuja ei ole huomioitu tuulivoimalle asetetun syöttötariffin määrityksessä, vaan sen käyttöönottoa on ehdotettu, kun lopullinen tariffin suuruus on jo ollut määritettynä. Tämä kuvastaa hyvin nykyistä tuulivoimalan tilannetta, jossa hankekehitykseen ja hankkeiden kannattavuuteen vaikuttavia pelisääntöjä toteutetaan jälkikäteisesti. Jotta Suomelle asetetut uusiutuvan sähköenergian tuotannon velvoitteet saadaan täytetyksi, on poliittisten päätösten puollettava nopeaa tuulivoiman lisäämistä. Tämä vaatii tulevana vuosina ”kovia talkoita” hankekehittäjiltä sekä tinkimätöntä yhteen hiileen puhaltamista kaikilta kehitykseen osallistuvilta sidosryhmiltä.

LÄHTEET

Auer H., Haas R., 2006. Guiding a Least Cost Grid Integration of Res-Electricity in an Extended Europe, Deliverable 11 Synthesis of Results on Least-Cost RES-E Grid Integration. Vienna. GreenNet –EU27 project. 27 p.

Barth R., Weber C., Swider D. J., 2008. Distribution of Costs Induced by the Integration of RES-E power, Energy Policy 36/2008, pp. 3107 - 3115

Bossanyi E., Burton T., Jenkins N., Sharpe D., 2001. Wind Energy: Handbook. John Wiley and Sons. 642 p.

EirGrid., ESB Networks. 2007. Joint TSO/DSO Group Processing Approach Pricing Principles Guidelines. 27 p.

Elovaara, J., Haarla, L. 2011. Sähköverkot 1 – Järjestelmätekniikka ja sähköverkon laskenta. 1. painos. Helsinki, Otatieto. 520 s.

Energiamarkkinavirasto., 2011. Päätökset tuotannon liittamisestä perittävien maksujen määrittämisestä koskevien menetelmien vahvistamisesta, LIITE 1. Menetelmät verkonhaltijan tuotannon liittamisestä perittävien maksujen määrittämiseksi. Helsinki. [WWW] [Viitattu 4.1.2011] Saatavissa: http://www.emvi.fi/files/Liite1_Tuotannon_liittaminen.pdf

Energiamarkkinavirasto., 2011b. Sähkön jakeluverkkotoiminnan ja suurjännitteisen jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden valvontamenetelmien suuntaviivat vuosille 2012 - 2015. Helsinki. [WWW] [Viitattu 18.1.2012] Saatavissa: http://www.emvi.fi/files/Sahkonjakeluverkko_suurjannitteinen_jakeluverkko_suuntaviivat_2012_2015.pdf

Feinberg S., 2010. Third Issue of the Wind Turbine Price Index Shows No Signs of a Price Recovery. London & New York. Bloomberg. <http://www.bloomberg.com/news/2010-08-04/third-issue-of-the-wind-turbine-price-index-shows-no-signs-of-a.html>

Fingrid Oyj, 2008a. Kantaverkon liittymän hinnoitteluperiaatteet. Helsinki. 3 s. . [WWW] [Viitattu 4.1.2011] Saatavissa: http://www.fingrid.fi/attachments/fi/toimikunnat/verkkotoimikunta/kantaverkon_liittymän_hinnoitteluperiaatteet.pdf

Fingrid Oyj, 2008b. Fingrid Oyj:n kantaverkkopalvelusopimus 1.1.2008-31.12.2011, Helsinki. 12 s. [WWW] [Viitattu 4.1.2011] Saatavissa:

http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/kvs_2008_sopimuspo_hja.pdf

Fingrid Oyj., 2011a. Kantaverkkopalvelun yksikkö hinnat vuodelle 2011. [WWW] [Viitattu 13.10.2011] Saatavissa: http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/palvelut/kantaverkkopalvelut/kantaverkkopalvelu_2012/

Fingrid Oyj., 2011b. Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset (VJV 2007) Liite 2 Tuulivoimaloiden järjestelmätekniset vaatimukset. [WWW] [Viitattu 6.1.2012] Saatavissa: http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/liittyminen/uudet_liitteet/vjv2007_liite_2_-_tuulivoimalaitosten_jarjestelmatekniset_vaatimukset.pdf

Fingrid Oyj., 2011c. Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset (VJV2007) Liite 3 VJV-vaatimusten referenssipisteen määrittelyperiaatteet. [WWW] [Viitattu 6.1.2012] Saatavissa: http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/liittyminen/uudet_liitteet/vjv2007_liite_3_-_vjv-referenssipisteen_maarittelyperiaatteet.pdf

Fortum, 2010., Sähkön tuotantolaitteistojen liityntäperiaatteet. [WWW] [Viitattu 16.10.2011] Saatavissa: http://www.fortum.com/countries/fi/SiteCollectionDocuments/Sahkon-siirto-ja-liittymat/sahkon_tuotantolaitteistojen_liityntaperiaatteet.pdf

Herlander A., 2007. Tasesähkön hinnoittelumallit tuulivoimalle. Diplomityö. Espoo. Teknillinen korkeakoulu. Konetekniikan osasto. 97 s.

Holttninen H., Meibom P., Orths A., Van Hulle F., Lange B., O'Malley M., Pierik J., Ummels B., Tande O., Estanqueiro A., Matos M., Gomez E., Söder L., Strbac G., Sha-koor A., Ricardo J., Smith J. C., Milligan M., Ela E., 2009. Desing and operation of power systems with large amounts of wind power, Final report, IEA WIND Task 25, Phase one 2006 - 2008, VTT Research note 2493. 190 p. + 3 app.

Ilmatieteenlaitos., 2011. [WWW] [Viitattu 8.7.2011]. Saatavissa: <http://ilmatieteenlaitos.fi/talviset-inversiotilanteet>

Irjala A., Heikkilä T., Lukkarinen P., Nuuja K., Outinen K., Pesu N., Palomäki J., Ruokanen L., Torkkeli M., 2011. Tuulivoimarakentamisen suunnittelu, Työryhmän ehdotus tuulivoimarakentamisen kaavoitusta, vaikutusten arviointia ja lupamenettelyjä koske- vaksi ohjeistukseksi, Helsinki, Ympäristöministeriön raportteja 19/2011. 67 s. Saatavissa: <http://www.ymparisto.fi/download.asp?contentid=127047&lan=fi>

Klap A., Saaristo H., Juvonen T., 2011. Varsinais-Suomen tuulivoimaselvitys 2010-2011. Turku. Varsinais-Suomen liitto. Turku. 78 s. + 2 liitt. 13 s.

Knight R., Montez J., Knecht F., Bouquet T., 2005. Distributed Generation Connection Charging Within The European Union, Review of Current Practices, Future Options And European Policy Recommendations. ELEP – European Local Electricity Production, Deliverable 2.1, Issue 1. 53 p. + app. 19 p.

Korpela, A., 2011. Tuulivoima-opintojakson kurssimateriaali. Tampere. Tampereen teknillinen yliopisto.

Krohn S., Awerbuch S., Morthorst P. E., Blanco I., Van Hulle F., Kjaer C., 2009. The Economics of Wind Energy, A report by the European Wind Energy Association. 123 p. + ann. 30 p.

Kulmala A., 2010, Jännitteensäätö hajautettua tuotantoa sisältävässä jakeluverkossa, Hajautetun sähköntuotannon verkostovaikutukset opintomateriaali, Sähköenergiateknikan laitos, Tampere, Tampereen teknillinen yliopisto, 14 s.

Kumpulainen L., Ristolainen I., 2006. Sähkönjakeluverkon ja siihen liitetyn hajautetun tuotannon sähköteknisen suojauksen kehittäminen. VTT 2006, VTT-R-05644-06

Kuuva P., Tervo P., Kuusisto R., Vainio-Mattila B., Seppälä P., Kivinen S., Westergren M., Paananen A., Kiviluoma J., 2009. Syöttötariffityöryhmän loppuraportti; Ehdotus tuulivoimalla ja biokaasulla tuotetun sähkön syöttötariffiksi. Helsinki, Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja [WWW] [Viitattu 12.9.2011] Saatavissa: http://www.tem.fi/files/24645/Syottotariffityoryhman_loppuraportti_29-09-09.pdf

Laakso T., 2011. Tuulivoimahankkeen talous, suunnittelu ja toteutus. Tampere. Seminaariesitys. 37 s.

Lakervi E., Partanen J., 2008. Sähkönjakeluteknikka, Helsinki, Otatieto. 285 s.

Liukko A., Heiniluoma J., Törmänen A., 2011. Uusiutuvalle energialle tuotetun sähkön tukijärjestelmä käyttöön. Työ- ja elinkeinoministeriön tiedotteet. [WWW] [Viitattu 12.9.2011] Saatavissa: http://www.tem.fi/?s=2471&89519_m=102404

López E., Ackermann T., 2008. Grid Issues for Electricity Production Based on Renewable Energy Sources in Spain, Portugal, Germany, and United Kingdom. Stockholm. Statens offentliga utredningar. Annex to Report of the Grid Connection Inquiry. 215 p. ISBN 978-91-38-22915-6. ISSN 0375-250X.

Mäki K., 2011. Tuulivoiman vaikutukset sähköverkossa. Tampere. Tampereen teknillinen yliopisto. SMG-4500 Tuulivoima-kurssin luentomateriaali. 31 s.

Neilimo K., Uusi-Rauva E., 2009. Johdon laskentatoimi, Helsinki, Edita, 366 s.

Partanen J., Lassila J., Kaipia T., Matikainen M., Järventausta P., Verho P., Mäkinen A., Kivikko K., Pylvänäinen J., Nurmi V.-P. 2006. Sähkönjakeluverkkoon soveltuvat toimitusvarmuuskriteerit ja niiden raja-arvot sekä sähkönjakelun toimitusvarmuudelle asetettavien toiminnallisten tavoitteiden kustannusvaikutukset, KTM:n tilaama selvitystyö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Tampereen teknillinen yliopisto, Lappeenranta ja Tampere. 145 s. + 4 liit.

Parviainen P., 2011. Esitys kantaverkon liittymismaksukäytännöksi, Helsinki. 4 s. + 1 liitt. 1 s.

Purvins A., Zubaryeva A., Llorente M., Tzimas E., Mercier A., 2010. Challenges and options for a large wind power uptake by the European electricity system, Applied Energy, Vol. 88, pp. 1461–1468

Quinonez-Varela G., Cruden A., Graham C., Punton B., Blair L., Thomson J., 2007. A GIS/PSS planning tool for the initial grid connection assessment of renewable generation. Renewable Energy 32, pp. 727-737

Repo S., Laaksonen H., Mäkinen A., Järventausta P., 2003. Hajautetun tuotannon huomioiminen sähkönjakeluverkon suunnittelussa. Tampere. Tampereen teknillinen yliopisto, Tutkimusraportti 2003:3. 41 s. + liitt.3 s.

Repo S., Laaksonen H., Järventausta P., 2005a. Statical models of distributed generation for distribution network planning. CIRED 18th International Conference of Electricity Distribution, Turin 6 - 9 June 2005, Tampere University of Technology, Tampere. 5 p.

Repo S., Laaksonen H., Mäki K., Mäkinen A., Järventausta P., 2005b. Hajautetun sähköntuotannon vaikutukset keskijänniteverkossa. Tampere. Tampereen teknillinen yliopisto. Tutkimusraportti 2005:3. 136 s. + 2 liitt. 23 s.

Repo S., Mäkinen A., Järventausta P., 2006. Estimation of Variable Costs of Electricity Distribution Company due to Distributed Generation. 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, KTH, Stockholm, Sweden, June 11-15, 2006. 6 p.

Repo S., 2010. Sähköverkon suunnitteluperiaatteet ja verkostolaskenta. Tampere. Hajautetun sähköntuotannon verkostovaikutukset opintomateriaali, Sähköenergiatekniikan laitos, Tampereen teknillinen yliopisto, 52 s.

Sener, 2001. Pienvoimaloiden liittäminen jakeluverkkoon. [WWW] [Viitattu 16.10.2011] Saatavissa: <http://www.energia.fi/sites/default/files/10930.pdf>

SFS-EN 50160, 2008. 3. painos, Yleisen jakeluverkon jakelujännitteen ominaisuudet, Suomen standardoimisliitto SFS, SESKO ry, 34 s.

Siemens, 2011. SWT – 2.3 – 113, Product brochure. [WWW] [Viitattu 11.10.2011] Saatavissa: http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/wind-power/SWT-2.3-113-product-brochure_EN.pdf

Suomen Tuuliatlas., 2009. [WWW] [Viitattu 8.7.2011]. Saatavissa: <http://www.tuuliatlas.fi/fi/index.html>

Swider D. J., Beurskens L., Davidson S., Twidell J., Pyrko J., Prügler W., Auer H., Vertin K., Skema R., 2008. Conditions and Costs for Renewables Electricity Grid Connection: Examples in Europe. Renewable Energy 33, pp. 1832 - 1842.

Tuulivoimatieto., 2011. [WWW] [Viitattu 8.7.2011] Saatavissa: <http://www.tuulivoimatieto.fi/toimintaperiaate>

Van Huille F., Fichaux N., Sinner A-F., Morthorst P. E., Munksgaard J., Kjaer C., Wilkes J., Wilczek P., Rodrigues G., Arapogianni A., Scola J., Azau S., Casey Z., De Decker J., Woyte A., Bianchin R., 2010. Powering Europe: Wind Energy and the Electricity Grid, A Report by the European Wind Energy Association, 182 p. + app. 4 p.

Vaughn, N., 2009. Wind Energy, Renewable Energy and the Environment. Boca Raton, Taylor & Francis Group. CRC-Press. 298 pp.

Wilkens J., Moccia J., 2011. Wind in power, 2010 European statistics, The European Wind Energy Association, 11 p.

WinWind., 2011. WWD-3 Advanced grid features, [WWW] [Viitattu 24.10.2011] Saatavissa: http://www.winwind.com/Documents/Technology/WWD-3_advanced_grid_features.pdf

LIITE 1

Taulukko 1. Perusarvot suhteellisarvojen määrittystä varten.

	<u>Perusarvot 20 kV:</u>	<u>Perusarvot 33 kV:</u>
S_b (MVA)	100	100
U_b (kV)	20	33
Z_b (Ω)	4	10,89

Taulukko 2. Päämuuntajan suhteellisarvot.

<u>Päämuuntaja:</u>	<u>20 kV</u>	<u>33 kV</u>
S_n (MVA)	25	25
P_o (kW)	15,4	15,4
P_k (kW)	115	115
U_k (%)	10	10
Z_o (%)	8,7	8,7
R_k	0,46	0,46
X_k (%)	3,09	3,09
r (pu)	0,0184	0,0184
x (pu)	0,1235	0,1235

Taulukko 1. Vaihtoehdon 1 mukaiset johtolähtöjen suhteellisarvot.

<u>Johtolähtö 1</u>	<u>Solmuväli 2-3</u>	<u>Solmuväli 3-4</u>	<u>Solmuväli 4-5</u>	<u>Solmuväli 5-6</u>
-	AHXAMK W240	AHXAMK W240	PAS150	AHXAMK W240
l (km)	1	5	9	3
r (pu)	0,03125	0,15625	0,53100	0,09375
x (pu)	0,02749	0,13745	0,57150	0,08247
b (pu)	0,00038	0,00188	0,00023	0,00113
<u>Johtolähtö 2</u>	<u>Solmuväli 2-7</u>	<u>Solmuväli 7-8</u>	<u>Solmuväli 8-9</u>	<u>Solmuväli 9-10</u>
-	AHXAMK W240	AHXAMK W240	PAS120	AHXAMK W240
l (km)	1	5	9	3
r (pu)	0,03125	0,15625	0,64800	0,09375
x (pu)	0,02749	0,13745	0,67500	0,08247
b (pu)	0,00038	0,00188	0,00023	0,00113
<u>Johtolähtö 3</u>	<u>Solmuväli 2-11</u>	<u>Solmuväli 11-12</u>	<u>Solmuväli 12-13</u>	-
-	AHXAMK W240	AHXAMK W240	AHXAMK W240	
l (km)	1	5	3	
r (pu)	0,03125	0,15625	0,09375	
x (pu)	0,02749	0,13745	0,08247	
b (pu)	0,00038	0,00188	0,00113	

Taulukko 2. Vaihtoehdon 2 mukaiset johtolähtöjen suhteellisarvot.

<u>Johtolähtö 1</u>	<u>Solmuväli 2-3</u>	<u>Solmuväli 3-4</u>	<u>Solmuväli 4-5</u>	<u>Solmuväli 5-6</u>
-	AHXAMK W185	AHXAMK W185	PAS120	AHXAMK W185
<i>l</i> (km)	1	5	9	3
<i>r</i> (pu)	0,04100	0,20500	0,64800	0,12300
<i>x</i> (pu)	0,02827	0,14137	0,67500	0,08482
<i>b</i> (pu)	0,00033	0,00163	0,00023	0,00098
<u>Johtolähtö 2</u>	<u>Solmuväli 2-7</u>	<u>Solmuväli 7-8</u>	<u>Solmuväli 8-9</u>	<u>Solmuväli 9-10</u>
-	AHXAMK W185	AHXAMK W185	PAS120	AHXAMK W185
<i>l</i> (km)	1	5	9	3
<i>r</i> (pu)	0,04100	0,20500	0,64800	0,12300
<i>x</i> (pu)	0,02827	0,14137	0,67500	0,08482
<i>b</i> (pu)	0,00033	0,00163	0,00023	0,00098
<u>Johtolähtö 3</u>	<u>Solmuväli 2-11</u>	<u>Solmuväli 11-12</u>	<u>Solmuväli 12-13</u>	-
-	AHXAMK W185	AHXAMK W185	AHXAMK W185	
<i>l</i> (km)	1	5	3	
<i>r</i> (pu)	0,04100	0,20500	0,12300	
<i>x</i> (pu)	0,02827	0,14137	0,08482	
<i>b</i> (pu)	0,00033	0,00163	0,00098	

Taulukko 3. Vaihtoehdon 3 mukaiset johtolähtöjen suhteellisarvot.

<u>Johtolähtö 1</u>	<u>Solmuväli 2-3</u>	<u>Solmuväli 3-4</u>	<u>Solmuväli 4-5</u>	<u>Solmuväli 5-6</u>
-	XLPE Al 3x185	XLPE Al 3x185	XLPE Cu 3x185	XLPE Al 3x185
<i>l</i> (km)	1	5	5	6
<i>r</i> (pu)	0,01506	0,07530	0,04550	0,09036
<i>x</i> (pu)	0,01128	0,05640	0,05265	0,06768
<i>b</i> (pu)	0,00072	0,00361	0,00513	0,00433
<u>Johtolähtö 3</u>	<u>Solmuväli 2-11</u>	<u>Solmuväli 11-12</u>	<u>Solmuväli 12-13</u>	-
-	XLPE Al 3x185	XLPE Al 3x185	XLPE Al 3x185	
<i>l</i> (km)	1	5	3	
<i>r</i> (pu)	0,01506	0,07530	0,04518	
<i>x</i> (pu)	0,01128	0,05640	0,03384	
<i>b</i> (pu)	0,00072	0,00361	0,00217	

Taulukko 4. 110 kV taustaverkon suhteellisarvot.

	<u>Re</u>	<u>Im</u>
Zk'(110 kV)	1,2	6,5
Zk'(20 kV)	0,03967	0,21488
Zk'(20 kV) (pu)	0,00992	0,05372
Zk'(33 kV)	0,10800	0,58500
Zk'(33 kV) (pu)	0,00992	0,05372

LIITE 2

Taulukko 1. *Vaihtoehtoon 1 sähköverkon rakentamiskustannukset EMV:n yksikköhin-
toihin perustuen.*

20 kV ilmajohdot	Yksikkö	Yksikköhinta euroa	Kpl.	Yht.
PAS 95 tai suurempi	km	32 460	18	584 280
20 kV maakaapelit (asennus)	Yksikkö	Yksikköhinta euroa		
150 – 185 maakaapeli	km	41 760		
240 – 300 maakaapeli	km	47 420	27	1 280 340
Kojeistopääte	kpl	1 260	6	7 560
Pylväspääte	kpl	2 630	4	10 520
Jatko	kpl	2 480	30	74 400
0,4 ja 20 kV maakaapelit (kaivu)	Yksikkö	Yksikköhinta euroa		
Haja-asutusalue	km	10 130	15	151 950
Käytönvalvontajärjestelmä	Yksikkö	Yksikköhinta euroa		
+ sähköasemakohtainen lisähinta	kpl	10 480	1	10 480
Käytönvalvontajärjestelmän vies- tiverkot	Yksikkö	Yksikköhinta euroa		
Käytönvalvontajärjestelmän vies- tiverkkojen perusosa	kpl	86 500	1	86 500
+ sähköasemakohtainen lisähinta	kpl	5 020	1	5 020
Sähköasemat	Yksikkö	Yksikköhinta euroa		
Sähköasematontit				
Kaavoittamaton alue	m ²	1,3	5 000	6 500
Sähköasemat	Yksikkö	Yksikköhinta euroa		
110 kV muuntajat [MVA]				
25	kpl	443 550	1	443 550
Sähköasemat	Yksikkö	Yksikköhinta euroa		
110 kV kevyt sähköasema				
110 kV kevyt sähköasema	kpl	401 620	1	401 620

Yht. 3 062 720

Taulukko 2. Vaihtoehtoon 2 sähköverkon rakentamiskustannukset EMV:n yksikköhin-
toihin perustuen.

20 kV ilmajohdot	Yksikkö	Yksikköhinta euroa	Kpl.	Yht.
PAS 95 tai suurempi	km	32 460	18	584 280
20 kV maakaapelit (asennus)	Yksikkö	Yksikköhinta euroa		
150 – 185 maakaapeli	km	41 760	27	1 127 520
240 – 300 maakaapeli	km	47 420		
Kojeistopääte	kpl	1 260	6	7 560
Pylväspääte	kpl	2 630	4	10 520
Jatko	kpl	2 480	30	74 400
0,4 ja 20 kV maakaapelit (kaivu)	Yksikkö	Yksikköhinta euroa		
Haja-asutusalue	km	10 130	15	151 950
Käytönvalvontajärjestelmä	Yksikkö	Yksikköhinta euroa		
+ sähköasemakohtainen lisähinta	kpl	10 480	1	10 480
Käytönvalvontajärjestelmän vies- tiverkot	Yksikkö	Yksikköhinta euroa		
Käytönvalvontajärjestelmän vies- tiverkkojen perusosa	kpl	86 500	1	86 500
+ sähköasemakohtainen lisähinta	kpl	5 020	1	5 020
Sähköasemat	Yksikkö	Yksikköhinta		
Sähköasematontit		euroa		
Kaavoittamaton alue	m ²	1,3	5000	6500
Sähköasemat	Yksikkö	Yksikköhinta		
110 kV muuntajat [MVA]		euroa		
25	kpl	443 550	1	443 550
Sähköasemat	Yksikkö	Yksikköhinta		
110 kV kevyt sähköasema		euroa		
110 kV kevyt sähköasema	kpl	401 620	1	401 620

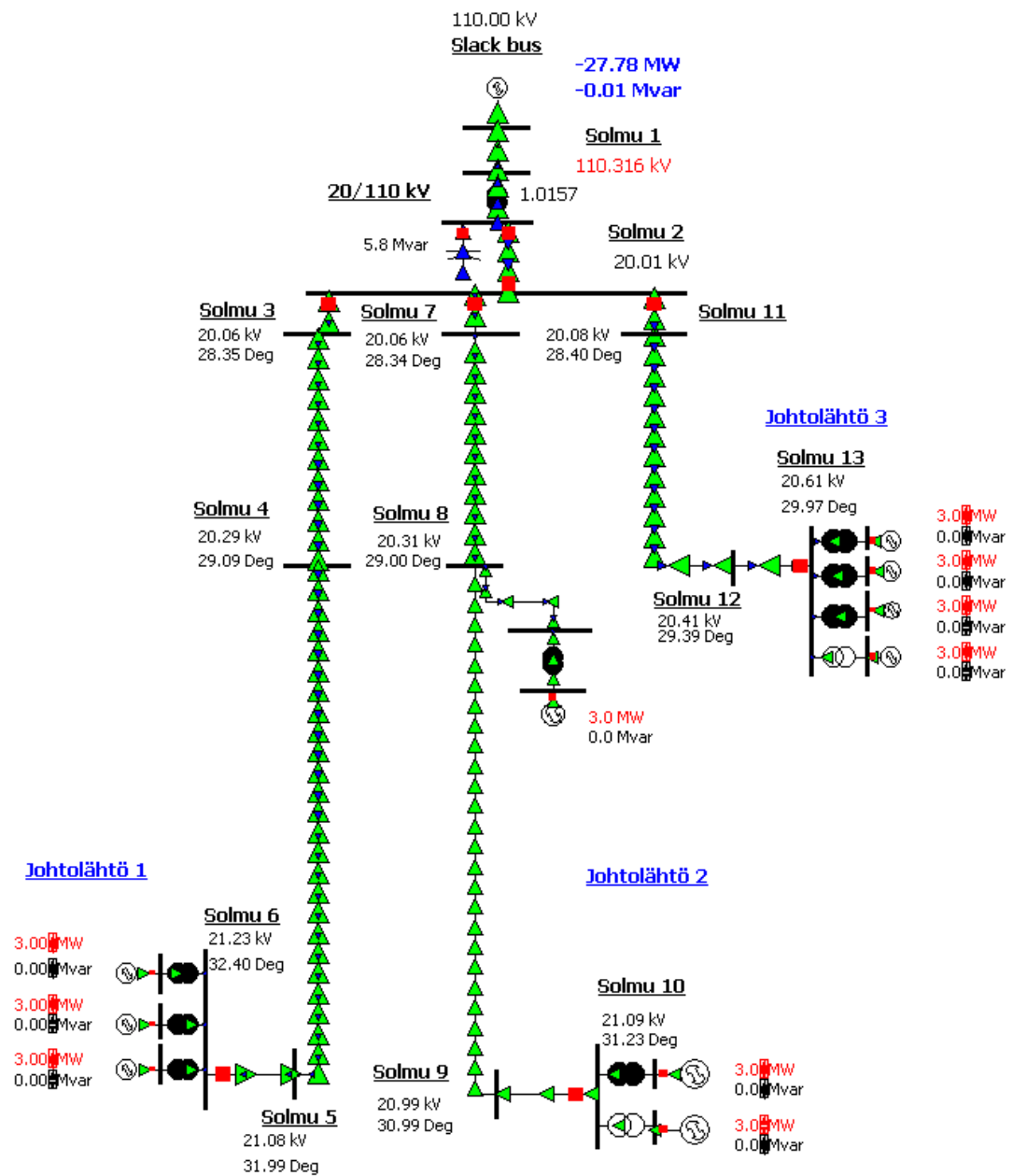
Yht. 2 909 900

Taulukko 3. Vaihtoehtoon kolme sähköverkon rakentamiskustannukset, kun EMV:n yksikköhintaluettelosta löytyvien komponenttien hinnat on oletettu 10 % 20 kV:n järjestelmää kalliimmaksi tarkasteltaessa 33 kV:n komponentteja.

20 kV ilmajohtot	Yksikkö	Yksikköhinta euroa	Kpl.	Yht.
PAS 95 tai suurempi	km	32 460		
33kV maakaapelit (asennus)	Yksikkö	Yksikköhinta euroa		
150 – 185 maakaapeli	km	41 760	21	964 656
240 – 300 maakaapeli	km	47 420		
Kojeistopääte	kpl	1 260	6	8 316
Pylväspääte	kpl	2 630	6	17 358
Jatko	kpl	2 480	20	54 560
Jatko (meri)	kpl	5 000	10	50 000
0,4 ja 33 kV maakaapelit (kaivu)	Yksikkö	Yksikköhinta euroa		
Haja-asutusalue	km	10 130	15	151 950
33 kV merikaapelit (asennus)	Yksikkö	Yksikköhinta euroa		
240 – 300 merikaapeli	km	80 000	5	400 000
20 kV merikaapelit (Pohjaan las- keminen)	Yksikkö	Yksikköhinta euroa		
240 – 300 merikaapeli	km	50 000	5	250 000
Käytönvalvontajärjestelmä	Yksikkö	Yksikköhinta euroa		
+ sähköasemakohtainen lisähinta	kpl	10 480	1	10 480
Käytönvalvontajärjestelmän vies- tiverkot	Yksikkö	Yksikköhinta euroa		
Käytönvalvontajärjestelmän vies- tiverkkojen perusosa	kpl	86 500	1	86 500
+ sähköasemakohtainen lisähinta	kpl	5 020	1	5 020
Sähköasemat Asemarakennukset	Yksikkö	Yksikköhinta euroa		
Kaavoittamaton alue	kpl	85 840	1	85 840
Sähköasemat Sähköasematontit	Yksikkö	Yksikköhinta euroa		
Kaavoittamaton alue	m ²	1,3	5000	6 500
Sähköasemat 110 kV muuntajat [MVA]	Yksikkö	Yksikköhinta euroa		

25	kpl	443 550	1	487 905
Sähköasemat	Yksikkö	Yksikköhinta		
110 kV kentät ilmaeristeisellä sähköasemalla		euroa		
Ilmaeristeisen 1-kiskokojeiston perushinta	kpl	396 330	1	435 963
Suojaus- ja automaatio perushinta (ilmaeristeinen)	kpl	65 980	1	72 578
Sähköasemat	Yksikkö	Yksikköhinta		
33 kV kojeistot		euroa		
Ilmaeristeisen 1-kiskokojeiston perushinta	kpl	21 850	1	24 035
+ 1-kisko lisäkentän hinta	kpl	13 680	1	15 048
Yht.				3 126 709

LIITE 3



Kuva 1. Tehonjakolaskennan tulos, kun sähköasemalle liittyvien tuulivoimaloiden kokonaisteho on 30 MW.